А. Н. ГОНЧАРОВ

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЕГО МОНТАЖ

А. Н. ГОНЧАРОВ

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЕГО МОНТАЖ

Допущено Министерством энергетики и электрификации СССР
в качестве учебника для учащихся
гидроэнергетических и энергостроительных техникумов

«ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1967

6П2.3
Г65

УДК 621.224.313(075)

Гончаров А. Н.

Г 65 Гидравлическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. Учебник для учащихся гидроэнергетических и энергостроительных техникумов. М., «Энергия», 1967.

312 с. с илл.

В учебнике изложены основные сведения о гидроэнергетическом оборудовании современных гидроэлектростанций и методах организации и технологии его монтажа.

В первой половине учебника приведены общие положения теории рабочего процесса гидротурбин, описание компоновок современных отечественных гидротурбин, регуляторов скорости и конструкций гидрогенераторов, краткие указания о порядке выбора гидроэнергетического оборудования. Вторая половина содержит изложение методов технической организации монтажных работ и их проектирования, технологии монтажа крупных вертикальных гидроагрегатов, описание пуско-наладочных работ, порядка ввода оборудования в эксплуатацию и его испытаний. Изложены также основные положения по организации и технологии монтажа горизонтальных гидроагрегатов.

Учебник предназначен для учащихся энергетических техникумов по специальности «Монтаж и эксплуатация гидроэнергетических установок». Он может быть полезен также инженерно-техническим работникам.

8-3-6
42-67 6П2.3

Александр Никифорович Гончаров

Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж

Редактор *Л. А. Золотов* Техн. редактор *Т. Н. Царева*

Переплет художника *П. А. Перевалова*

Корректор *А. Д. Халанская*

Сдано в набор 27/VI 1967 г. Подписано к печати 20/X 1967 г. Т-12565
Формат 70×108$^1/_{16}$ Бумага типографская № 2
Усл. печ. л. 27,3 Уч.-изд. л. 27,31
Тираж 8 000 экз. Цена 1 р. 10 к. Зак. 354

Издательство „Энергия". Москва, Ж-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Шлюзовая наб., 10.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий учебннк предназначен для учащнхся гидроэнергетических техникумов по специальности «Монтаж н эксплуатация гидроэнергетическнх установок».

В учебнике кратко нзложен общий курс гидроагрегатов с освещением основ теории гндротурбин, вопросов компоновкн гидроагрегатов и конструктивного выполнения гидротурбин, автоматическнх регуляторов скорости и конструкций гидрогенераторов. Более подробно изложены вопросы технологин монтажных работ по основному гидроэнергетнческому и вспомогательному оборудованию блока гндроагрегата. Достаточно углубленно излагаются состав н объем работ по пуску н наладке гидроагрегата, необходнмых прн этом проверке и испытаниям, процесс ввода гидроагрегата в эксплуатацию, методы выполнення энергетических и механическнх нспытаний введенного гидроэнергетического оборудовання.

В связи с тем что основным фактором, решающим качественное н успешное осуществленне монтажа гидроагрегатов в необходимые сроки, является организация монтажных работ, в учебнике подробно излагаются современные методы монтажных работ, вопросы технической организации, проектирования и подготовки монтажа оборудования.

Основы теории гидрогенераторов как вопросы чисто электротехническне, не относящиеся к специализации техника-гидромеханика, в учебннке не излагаются.

Электромонтажные работы по укладке обмоток ротора н электрическнм соединениям генератора выполняются в монтажных условиях в каждом отдельном случае по спецнальной технологнн н программе. Работы эти также не относятся к профилю гидромеханика, и поэтому в учебнике приведены только общие указания по их организации.

Прн составлении учебника использован опыт организацин н выполнення монтажных работ на стронтельствах крупных современных гидроэлектростанций, матерналы монтажных организацнй Миннстерства энергетикн н электрификацин СССР.

Автор крайне признателен рецензенту канд. техн. наук К. П. Полушкнну н выражает нскреннюю благодарность редактору канд. техн. наук Л. А. Золотову за тщательное редактирование рукописн.

Прошу все замечання и пожелання по настоящему учебнику направлять по адресу: Москва, Ж-114, Шлюзовая наб., 10, нздательство «Энергня».

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлические двигатели, применявшиеся в промышленности до XIX в., представляли собой различного типа водяные колеса, вращающиеся под действием только веса воды или скоростной энергии потока. Водяные колеса как двигатели имели ряд существенных недостатков: громоздкость, малую скорость вращения и низкий к. п. д., а главное — с их помощью невозможно было получить большие мощности. Так, водяное колесо диаметром 9,15 *м* при напоре 5,2 *м*, работавшее на Кренгольмской мануфактуре в г. Нарве до 1874 г., развивало мощность всего 330 *квт* при скорости вращения 4—4,5 *об/мин.*

В начале XIX в. была создана гидравлическая турбина, которая стала быстро вытеснять водяные колеса, особенно в промышленности, где требовались более значительные мощности. Гидравлическая турбина по сравнению с водяным колесом давала возможность получить значительно большие мощности в одном агрегате при сравнительно высоких скоростях вращения и обладала упрощенной передачей, связывающей турбину с потребляющей энергию машиной.

Особенно важное значение получило гидротурбостроение в конце XIX и начале XX вв. в связи с широким развитием электротехнической промышленности и появлением возможности передавать электроэнергию на значительные расстояния.

Использование гидравлической энергии в дореволюционной России находилось на чрезвычайно низком уровне, а гидротурбостроение по существу отсутствовало.

Развитие гидроэнергетики в России началось только после Великой Октябрьской социалистической революции. По утвержденному в 1920 г. государственному плану электрификации (ГОЭЛРО), составленному по инициативе В. И. Ленина, в течение 10—15 лет надлежало построить 30 электростанций общей мощностью 1 750 000 *квт*, в том числе 9 гидроэлектростанций. Но через 10 лет план ГОЭЛРО был уже перевыполнен. Первая крупная гидроэлектростанция, Волховская, была введена в эксплуатацию в 1926 г., а в 1937 г. общая мощность гидроэлектростанций страны составляла 1 400 000 *квт*. Особенно быстро гидроэнергетика начала развиваться в послевоенные годы и в настоящее время мощность гидростанций Советского Союза составляет свыше 20 млн. *квт*, выработка энергии достигает 100 млрд. *квт·ч*.

Гидроэлектростанции, используя непрерывно возобновляющиеся энергетические ресурсы рек, являются высокорентабельным и долговечным источником электроснабжения народного хозяйства. Они отличаются надежностью в работе, низкой стоимостью вырабатываемой электроэнергии, высокой маневренностью и готовностью немедленно принимать нагрузку. В связи с этим, а также учитывая достаточные запасы гидроэнергетических ресурсов, в ближайшие десятилетия намечается интенсивный рост общей мощности гидроэлектростанций. Такие высокие темпы развития гидроэнергетики могут быть обеспечены только строительством большого количества крупных многоагрегатных гидроэлектростанций с установкой на них мощных уникальных гидроагрегатов.

Отечественное гидроэнергомашиностроение за послевоенный период достигло значительных успехов в конструировании и изготовлении основного оборудования для строящихся гидроэлектростанций. Основной тенденцией развития современного гидроэнергомашиностроения является увеличение единичной мощности гидроагрегатов, так как это дает возможность получения больших мощностей на одной гидроэлектростанции при уменьшении удельной металлоемкости и стоимости гидротурбин и генераторов. Так, агрегаты Волжских ГЭС имени В. И. Ленина и XXII съезда КПСС, имеющие рабочие колеса диаметром 9,3 *м* и мощность 115 тыс. *квт*, по размерам и мощности значительно превосходят зарубежные агрегаты аналогичного типа. На Братской гидроэлектростанции имени 50-летия Великого Октября работают агрегаты мощностью по 225 тыс. *квт*, для Нурекской ГЭС создаются агрегаты по 310 тыс. *квт*, а установленные уникальные гидроагрегаты на Красноярской ГЭС имеют мощность 500 тыс. *квт*.

Энергетический агрегат гидроэлектростанции состоит из гидротурбины, непосредственно соединенного с ней гидрогенератора и вспомогательного оборудования, необходимого для обеспечения нормальной работы агрегата. Гидротурбина и гидрогенератор разрабатываются и изготовляются различными заводами; однако конструируются и компонуются они как части единого гидроагрегата. Только общая компоновка и наиболее целесообразное сочетание конструктивных и технологических решений, принятых совместно для турбины и генератора, дают возможность создать надежный энергетический агрегат с высокими энергетическими, эксплуатационными и экономическими показателями.

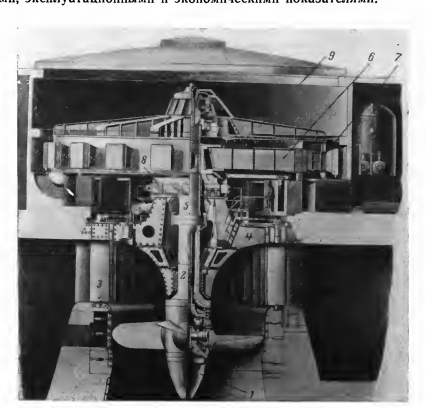


Рис. 1-1. Общий вид гидроагрегата мощностью 115 тыс. *квт* с поворотнолопастной турбиной.

1 — рабочее колесо; *2* — вал турбины; *3* — направляющий аппарат; *4* — крышка турбины; *5* — вал генератора; *6* — ротор генератора; *7* — статор; *8* — подпятник; *9* — верхняя крестовина.

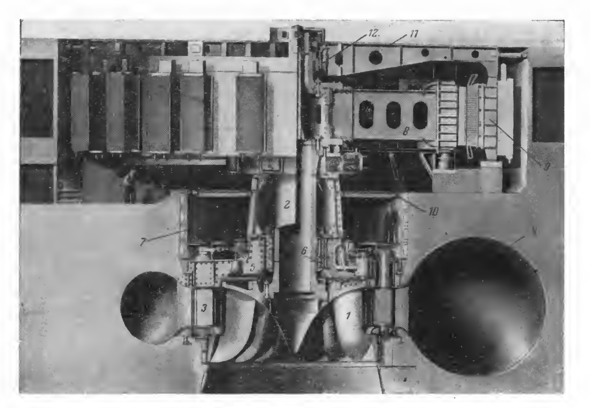


Рис. 1-2. Общий вид гидроагрегата мощностью 500 тыс. *квт* с радиальио-осевой турбиной.

1 — рабочее колесо; *2* — вал агрегата; *3* — направляющий аппарат; *4* — спиральная камера; *5* — крышка турбины; *6* — подшипник турбины; *7* — опора подпятника; *8* — ротор генератора; *9* — статор; *10* — подпятник; *11* — верхняя крестовина; *12* — подшипник генератора.

На средних и крупных современных гидроэлектростанциях устанавливаются в основном вертикальные гидроагрегаты. Горизонтальные гидроагрегаты ранее широко применялись для оборудования небольших, преимущественно сельских гидроэлектростанций. Однако в последние годы горизонтальные гидроагрегаты начали устанавливаться и на более мощных гидроэлектростанциях.

В европейской части Советского Союза преобладают низко- и средненапорные гидроэлектростанции с напорами до 40 *м* и вертикальными агрегатами, состоящими из генератора и турбины поворотнолопастного типа. Общий вид такого современного гидроагрегата с поворотнолопастной турбиной показан на рис. 1-1.

На Дальнем Востоке и в Сибири сооружаются в основном средне и высоконапорные ГЭС (с напорами до 200 *м*). Развитие гидроэнергетики этих районов потребовало создания крупных гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами. На рис. 1-2 показан общий вид крупнейшего в мире гидроагрегата Красноярской ГЭС с радиально-осевой турбиной мощностью 500 тыс. *квт*.

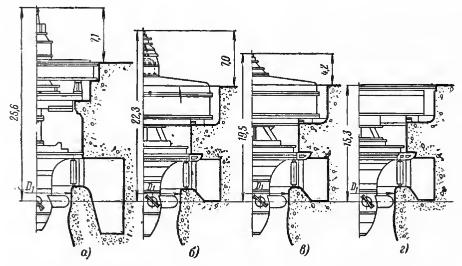


Рис. 1-3. Компоновка гидроагрегата с поворотнолопастной турбиной $D_1=9{,}3$ *м*.
а — гидроагрегат Рыбинской ГЭС (диаметр рабочего колеса 9,0 *м*); *б* — гидроагрегат Волжской ГЭС им. В. И. Ленина; *в* — гидроагрегат Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС; *г* — проект современного гидроагрегата.

Дальнейшее совершенствование компоновок и конструкций вертикальных гидроагрегатов характеризуется стремлением к максимальному конструктивному и технологическому объединению деталей и узлов турбины и генератора. Так, подпятники зонтичных гидрогенераторов в настоящее время обычно опираются на крышку турбины, что дало возможность отказаться от нижней крестовины генератора. В некоторых конструкциях крупных гидроагрегатов генератор не имеет вала и ротор генератора насаживается непосредственно на вал турбины либо втулка ротора крепится к верхнему концу вала турбины.

Конструктивные и компоновочные изменения гидроагрегатов с поворотнолопастными турбинами за последние 20 лет (рис. 1-3) не только привели к существенному повышению энергетических параметров, но и значительно уменьшили осевые габариты их при одинаковом диаметре рабочего колеса.

Характерной особенностью современного крупного гидроэнергомашиностроения является то, что турбины и генераторы не могут быть полностью собраны, обкатаны и испытаны на заводах-изготовителях и

поэтому они вынужденно поставляются на гидроэлектростанции в виде отдельных механизмов, узлов и деталей, иногда даже без заводской поузловой контрольной сборки.

Поэтому гидроагрегаты полностью собираются, испытываются и пускаются в работу впервые только на месте установки, и монтаж гидроэнергетического оборудования является по существу заключительным этапом в общем цикле изготовления гидроагрегата. При этом в процессе установки гидроагрегата приходится выполнять не только чисто монтажные операции по сборке, установке, выверке и креплению деталей и узлов, но и производить заводские операции по контрольной сборке узлов и механизмов с доводкой и подгонкой деталей. Вертикальное расположение вала гидроагрегата создает также дополнительные затруднения при установке деталей и узлов и проверке их взаимного положения.

Одновременно монтаж гидроагрегатов является и составной частью единого, связанного организационно и технологически процесса строительно-монтажных работ по сооружению гидроэлектростанции. В связи с этим обеспечение высококачественного монтажа и своевременного ввода в эксплуатацию современного уникального гидроэнергетического оборудования на гидроэлектростанциях требует четких инженерно-технических методов организации и технологии монтажа работ, изложение которых и является основным содержанием настоящего учебника.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВЫ ТЕОРИИ ГИДРОТУРБИН

1-1. МОЩНОСТЬ ВОДОТОКА И ГИДРОТУРБИНЫ

Мощиость водотока зависит от расхода потока (количества протекающей воды в единицу времеии) и иапора, создаииого иа гидроэлектростаиции, и равиа:

$$N_{\text{в}} = \frac{QH_{\text{у}}\gamma}{102} = 9{,}81QH_{\text{у}},\ \textit{квт}, \tag{1-1}$$

где γ — удельиый вес воды, 1 000 *кг/м*^{3};
Q — расход воды, *м*^{3}*/сек*;
$H_{\text{у}}$ — иапор устаиовки, *м*.

Мощиость гидротурбииы будет меиьше мощиости водотока, так как часть эиергии его иеизбежио теряется по пути движеиия потока и в процессе преобразования эиергии воды в механической эиергию рабочих оргаиов турбииы.

Напор, который используется в турбине, иазывается рабочим иапором. Ои всегда меиьше напора устаиовки иа величииу потерь эиергии по пути движения воды от верхиего бьефа до турбины и в отводящем канале за турбииой, т. е.

$$H = H_{\text{у}} - (h_{\text{тр}} + h_{\text{к}}), \tag{1-2}$$

где H — рабочий иапор, *м*;
$h_{\text{тр}}$ — потери напора в подводящих сооружеииях, *м*;
$h_{\text{к}}$ — потери иапора в отводящих сооружеииях (каиалах), *м*.

Рабочий иапор H определяется разиостью удельиых энергий потока во входном сечеиии турбииы и иа выходе в нижием бьефе (рис. 1-4):

$$H = \left(\alpha_1 \frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + z_1\right) - \left(\alpha_2 \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\gamma} + z_2\right), \tag{1-3}$$

где v_1 и v_2 — средние скорости течения потока в рассматриваемых сечеииях, *м/сек*;
p_1 и p_2 — средиие давления, *кГ/см*^{2};
z_1 и z_2 — геометрическая высота сечеиия иад плоскостью сравнеиия, *м*;
α_1 и α_2 — коэффициеиты Кориолиса, учитывающие иеравномерность распределения скоростей в сечеииях;
g — ускореиие силы тяжести, *м/сек*^{2}.

Таким образом, рабочий иапор есть то количество удельной энергии, которое физически возможио использовать в турбине.

Мощиость гидротурбииы, замереииая на ее валу, равна:

$$N_{\text{т}} = 9{,}81\ QH\eta_{\text{т}}, \tag{1-4}$$

где $\eta_т$ — коэффициеит полезного действия (к. п. д.), учитывающий потери мощиости в турбине.

Мощность гидроагрегата, замеренная иа шинах генератора, равна:

$$N_а = N_т \eta_г = 9{,}81\ QH\eta_т\eta_г, \qquad (1\text{-}5)$$

где $\eta_г$ — к. п. д., учитывающий механические и электрические потери мощиости в геиераторе.

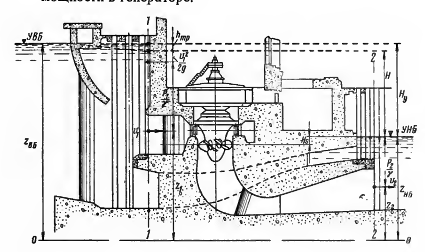


Рис. 1-4. Схема определения рабочего напора гидротурбнниой установки.

В современных крупных гидротурбииах величииа к. п. д. достигает 90—94%, а к. п. д. генератора колеблется в пределах 95—98%. Таким образом, максимальный к. п. д. крупного гидроагрегата может достигать 86—92%.

1-2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРОТУРБИН

Гидравлическая турбииа является двигателем, в котором кииетическая и потенциальная энергия потока превращается в механическую эиергию турбины. Механическая энергия турбины затем преобразуется с помощью генератора в электрическую энергию, которая через линии электропередачи подается к потребителю.

Совремеиные гидротурбины обладают высокой степеиью использования энергии потока, относительно большими скоростями вращения, возможностью сосредоточения значительной мощности в одиом агрегате.

Энергия единицы веса жидкости, выражаемая уравнением закона сохранения эиергии гидромеханики Д. Бернулли,

$$E = \frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\gamma} + z = \text{const} \qquad (1\text{-}6)$$

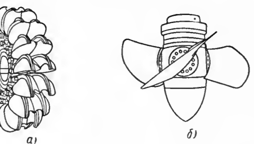
состоит из кинетической энергии $v^2/2g$ и двух видов потеициальной: эиергии давления p/γ и энергии положения z.

В зависимости от того, какие виды эиергии преобразуются на рабочем колесе турбины, последние делятся иа два класса: активные и реактивные турбииы.

В активных (свободиоструйных) гидротурбинах рабочее колесо вращается под воздействием свободной струи, обладающей кинетической энергией и имеющей одииаковые давлеиия при входе иа рабочее колесо и иа выходе из него.

По конструктивным особенностям активные турбины делятся на ковшовые, наклонноструйные и двукратные. Практическое значение из них имеют только ковшовые турбины (рис. 1-5,*а*), применяемые в крупных гидроагрегатах для напоров от 300 до 1 700 *м* и в малых — при напорах 40—250 *м*.

В реактивных (напорноструйных) гидротурбинах рабочее колесо вращается в сплошном потоке, обладающем как кинетической, так и потенциальной энергией и имеющем при входе на рабочее колесо большее давление, чем на выходе из него.



Турбины этого класса являются наиболее распространенными и применяются для напоров от 1,5 до 500 *м*.

По конструктивным особенностям реактивные турбины разделяются на осевые (рис. 1-5,*б*) и радиально-осевые (рис. 1-5,*в*) В осевых турбинах движение потока в зоне рабочего колеса в основном параллельно оси турбины, а в радиально-осевых поток постепенно меняет направление с радиального на осевое. Осевые турбины применяются двух конструктивных типов: пропеллерные— с неподвижно закрепленными лопастями рабочего колеса и поворотнолопастные, лопасти которых могут поворачиваться на некоторый угол вокруг своей оси. Наиболее распространены поворотнолопастные и радиально-осевые турбины.

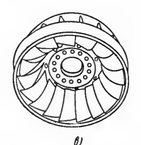


Рис. 1-5. Рабочие колеса турбин различных типов.

а — ковшовой; *б* — осевой (поворотнолопастной); *в* — радиально-осевой.

Гидротурбина состоит из следующих основных элементов: подводящей камеры, направляющего аппарата, рабочего колеса, камеры рабочего колеса, отсасывающей трубы, вала, подшипников (см. рис. 1-1, 1-2).

В реактивных турбинах подводящая камера обычно имеет форму спирали, что обеспечивает наиболее равномерный по всей окружности подвод воды к направляющему аппарату. В активных турбинах вода подводится струей, и поэтому подводящая камера ковшовой турбины представляет собой трубопровод, а в случае нескольких струй — коллектор.

Направляющий аппарат турбины предназначен для обеспечения необходимого направления потока на входе в рабочее колесо и регулирования расхода турбины. В реактивных турбинах направляющий аппарат состоит из системы направляющих лопаток, поворачивающихся вокруг своих осей. Направляющий аппарат ковшовой турбины—сопло— представляет собой сужающийся насадок с перемещающейся внутри него в осевом направлении грушевидной иглой. При перемещении иглы изменяется проходное сечение сопла и таким путем регулируется расход воды.

Рабочее колесо является основным рабочим органом турбины, в котором энергия потока преобразуется в механическую энергию турбины. В поворотнолопастных турбинах при изменениях режимов работы поворот лопастей обеспечивает безударное обтекание их потоком, что дает возможность сохранять при этом максимально возможный к. п. д. турбины. У рабочего колеса радиально-осевой турбины лопасти неподвижны. Лопасти рабочего колеса ковшовой турбины (ковши) также закреплены неподвижно на наружном ободе рабочего колеса.

Отсасывающая труба является диффузором, обеспечивающим снижение скоростей на выходе из турбины и возможность использования энергии воды, выходящей из рабочего колеса. В большинстве случаев отсасывающую трубу из условий компоновки выполняют изогнутой. В ковшовых турбинах на выходе из рабочего колеса давление равно атмосферному, отсасывающая труба у этих турбин отсутствует.

1-3. ОСНОВНОЕ УРАВНЕНИЕ ГИДРОТУРБИНЫ

В результате взаимодействия потока воды с лопастями рабочего колеса последнему передается заключенная в потоке энергия. Происходит это вследствие того, что поток, встречая на пути лопасти рабочего колеса, отклоняется от своего первоначального направления движения и принимает направление движения, определяемое поверхностями лопастей, оказывая на них давление. Вследствие этого создается крутящий момент относительно вала рабочего колеса, которое под его воздействием приходит в движение. Сила сопротивления потока при отклонении его от первоначального направления, действующая в обратную сторону на лопасти рабочего колеса, заставляя его перемещаться называется реакцией потока. Мощность гидротурбины является результатом воздействия реакции потока на рабочие лопасти, а величина мощности зависит от количества протекающей через турбину воды и величины напора, создающего соответствующие скорости потока.

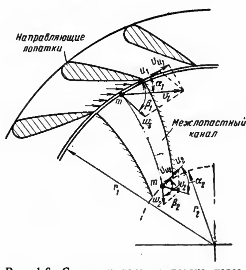


Рис. 1-6. Схема протекания потока через направляющий аппарат и рабочее колесо.

Вода из направляющего аппарата поступает со скоростью v_1 на входную кромку лопасти рабочего колеса. Она движется вдоль лопасти с относительной скоростью w_1, направленной по касательной к поверхности лопасти в точке входа, и вращается с окружной скоростью u_1. Абсолютная скорость потока v_1 равна геометрической сумме скоростей w_1 и u_1 и направлена под углом входа α_1 к последней.

На выходе вода покидает лопасть с абсолютной скоростью v_2, являющейся также геометрической суммой относительной скорости w_2 и окружной скорости u_2. Угол α_2 между скоростями v_2 и u_2 называется углом выхода. На рис. 1-6 показаны также углы β_1 и β_2 соответственно между окружной и относительной скоростями.

Определим момент реакции потока на колесо при установившемся режиме работы турбины (рис. 1-6). За время Δt на лопасти рабочего колеса поступает некоторое количество воды, имеющее массу m, и на

основании закона непрерывности потока такое же количество воды уходит с рабочего колеса.

Масса воды, поступающая на колесо за время Δt, при входе на лопасти имеет количество движения mv_1, а при сходе с рабочего колеса — количество движения mv_2. Из механики известно, что изменение количества движения некоторой массы в единицу времени пропорционально действующей на нее силе.

Обозначим проекции скоростей v_1 и v_2 на направление окружной скорости u через v_{u_1} и v_{u_2}. Тогда проекция количества движения всех частиц воды на направление окружной скорости до входа на колесо будет mv_{u_1}, а после выхода с него mv_{u_2}. Моменты количества движения относительно оси вращения рабочего колеса будут соответственно $mr_1v_{u_1}$ и $mr_2v_{u_2}$, где r_1 и r_2 — радиусы центра тяжести массы воды m у входа на колесо и выхода с него.

Изменение момента количества движения за время Δt равно произведению момента движущих сил на время его действия:

$$M\Delta t = mr_2v_{u_2} - mr_1v_{u_1}$$

или

$$M = \frac{m}{\Delta t}(r_2v_{u_2} - r_1v_{u_1}).$$

Момент, действующий на лопасти со стороны потока (движущий момент турбины), по абсолютной величине равен полученному моменту и имеет обратный знак:

$$M_т = -M = \frac{m}{\Delta t}(r_1v_{u_1} - r_2v_{u_2}).$$

Известно, что

$$m = \frac{Q\gamma}{g}\Delta t,$$

где Q — расход воды;
γ — вес единицы объема;
g — ускорение силы тяжести.

Тогда

$$M_т = \frac{Q\gamma}{g}(r_1v_{u_1} - r_2v_{u_2}).$$

Мощность, развиваемая на валу турбины, составит:

$$N_т = M_т\omega = \frac{Q\gamma}{g}(r_1v_{u_1} - r_2v_{u_2})\,\omega,$$

где ω — угловая скорость.

Окружные скорости на входе и выходе определяются зависимостями $r_1\omega = u_1$ и $r_2\omega = u_2$, подставив которые в основное уравнение, получим:

$$N_т = \frac{Q\gamma}{g}(v_{u_1}u_1 - v_{u_2}u_2).$$

С другой стороны, мощность турбины равна:

$$N_т = QH\gamma\eta.$$

Подставив значение $N_т$ в предыдущее равенство, получим:

$$\eta gH = v_{u_1}u_1 - v_{u_2}u_2 \qquad (1\text{-}7)$$

Это уравнение, выражающее закон изменения моментов количества движения в приложении к водяной турбине и впервые выведенное Эйлером, носит название основного уравнения турбины.

Для работы турбины с высоким к. п. д. вода должна поступать от направляющего аппарата на рабочее колесо без удара. Безударный вход обеспечивается совпаденнем скорости потока, выходящего из направляющего аппарата, по величине и по направлению с абсолютной скоростью потока у входа на рабочее колесо v_1. Еслн направление скорости v_1 не совпадает с направлением входного элемента рабочей лопасти, натеканне сопровождается дополнительнымн потерями энергнн. Следовательно, от велнчины угла α_1 завнсит эффективность преобразования энергии, или к. п. д. Оптимальное значение угла α_1, при котором к. п. д. достнгает максимальной велнчины, называют углом безударного входа.

При изменениин мощностн турбнны лопаткн направляющего аппарата поворачнваются и тем самым изменяют угол α_1. В радиально-осевых турбинах лопастн рабочего колеса неподвижны н оптимальное значение α_1 соответствует только одному какому-либо режнму работы турбины, который обычно находится в пределах от $^3/_4$ до $^7/_8$ от полной мощности.

В поворотнолопастных турбинах поворотом рабочнх лопастей достигается то, что велнчина α_1 остается близкой к оптимальному значению прн различных открытиях направляющего аппарата. Это позволяет сохранить высокое значение к. п. д. турбины в широком диапазоне изменения мощности.

1-4. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОТУРБИН

Основными энергетнческими и конструктнвными параметрами гидротурбин являются:

H — рабочнй напор, *м;*
Q — расход воды, *м³/сек;*
$N_т$ — мощность на валу турбины, *квт*;
$\eta_т$ — коэффнциент полезного действня турбнны;
n — скорость вращення, *об/мин*;
D_1 — номинальный диаметр рабочего колеса, *м;*
n_s — коэффнцнент быстроходности;
σ — коэффицнент кавитации.

Рабочий напор H определяется:

а) для реактнвных турбнн — разностью удельных энергий прн входе в турбинную камеру и на выходе из турбины в нижнем бьефе;

б) для активных турбин — как удельная энергия у входа в сопло относительно плоскости сравнения, расположенной на отметке наинизшей точкн окружности рабочего колеса, касательной к оси струи.

Расход воды Q — количество воды, протекающей через входное сечение турбины в единицу времени.

Мощность турбины на валу $N_т$ — полезная мощность, получаемая в турбине и используемая в гидрогенераторе.

Коэффициент полезного действня турбины $\eta_т$ определяется потерямн мощности:

а) объемнымн потерями, вызываемыми утечкой некоторого объема воды через зазоры в турбине между рабочим колесом и неподвижной ее частью;

б) гндравлическимн потерями, обусловленными вязкостью воды и являющимися потерями энергин потока по его путн в проточной части турбины;

г) механическнмн потерямн, состоящими из потерь мощности на механическое тренне в подшипниках турбнны и в подпятннке и на гидравлическое тренне в зазорах между рабочим колесом и неподвижными частями турбнны.

Скорость вращения n — число оборотов вала турбины в одну мннуту.

Диаметр рабочего колеса D_1 обычно указывается номинальный, за который принимается:

а) в поворотнолопастных турбинах — наибольший диаметр камеры рабочего колеса;

б) в радиально-осевых турбинах — наибольший диаметр рабочего колеса по входным кромкам его лопастей;

в) в ковшовых турбинах — диаметр окружности рабочего колеса, касательной к оси струи.

Коэффициент быстроходности n_s характеризует гидравлические качества турбины и рассматривается подробно ниже (в § 1-6).

Коэффициент кавитации σ определяет начало возникновения в турбине явления кавитации (рассмотрен в § 1-8).

1-5. ПОДОБИЕ ГИДРОТУРБИН

Для обеспечения требуемых параметров вновь проектируемой турбины как правило производится экспериментальная проверка проточной части ее на модели турбины. Проточную часть рассчитывают теоретически, а затем, выполнив ее в виде модели, испытывают в лаборатории и результаты этих испытаний учитывают при создании натурной турбины.

Для перенесения результатов испытаний модели на действительную (натурную) геометрически подобную ей гидротурбину необходимо производить пересчет основных энергетических параметров турбины: скорости вращения, расхода воды, мощности и к. п. д.

Окружная скорость натурной турбины определяется как

$$u_н = k_u \sqrt{2gH} = \frac{\pi D_1 n}{60}$$

и для модели

$$u_м = k_u \sqrt{2gH_м} = \frac{\pi D_{1м} n_м}{60},$$

где k_u — скоростной коэффициент, одинаковый для обеих турбин;

D_1 — диаметр рабочего колеса турбины;

n — скорость вращения.

Решая совместно эти уравнения, получим:

$$\frac{k_u \sqrt{2gH}}{k_u \sqrt{2gH_м}} = \frac{\pi D_1 n}{\pi D_{1м} n_м},$$

откуда

$$\frac{nD_1}{n_м D_м} = \sqrt{\frac{H}{H_м}},$$

или

$$n = n_м \frac{D_{1м}}{D_1} \sqrt{\frac{H}{H_м}}. \qquad (1\text{-}8)$$

Расход воды, проходящей через рабочее колесо натурной турбины, можно выразить при помощи осевой составляющей абсолютной скорости v_m и диаметра рабочего колеса (пренебрегая объемными потерями энергии из-за протечек воды в уплотнениях)

$$Q = v_m \pi \frac{D_1^2}{4} = \pi \frac{D_1^2}{4} k_v \sqrt{2gH}.$$

Соответственно в модельной турбине, при равных k_v

$$Q_м = v_{mm} \pi \frac{D_{1м}^2}{4} = \pi \frac{D_{1м}^2}{4} k_v \sqrt{2gH_м}.$$

Для двух подобных турбнн можно запнсать:

$$\frac{Q}{Q_м} = \frac{4\pi D_1^2 k_v \sqrt{2H}}{4\pi D_{1м}^2 k_v \sqrt{2H_м}} = \frac{D_1^2}{D_{1м}^2} \sqrt{\frac{H}{H_м}},$$

а следовательно

$$Q = Q_м \frac{D_1^2}{D_{1м}^2} \sqrt{\frac{H}{H_м}}. \qquad (1\text{-}9)$$

Еслн предположнть, что общне к. п. д. турбнн натурной н модельной равны, то мощностн турбнн будут:

натурной $N = \eta Q H \gamma$

модельной $N_м = \eta Q_м H_м \gamma$.

Тогда

$$\frac{N}{N_м} = \frac{\eta Q H \gamma}{\eta Q_м H_м \gamma} = \frac{QH}{Q_м H_м} = \frac{D_1^2}{D_{1м}^2} \sqrt{\frac{H}{H_м}} \frac{H}{H_м},$$

а

$$N = N_м \frac{D_1^2}{D_{1м}^2} \frac{H}{H_м} \sqrt{\frac{H}{H_м}}. \qquad (1\text{-}10)$$

Формулы (1-8), (1-9) н (1-10) называются формуламн подобня.

Для удобства сравнення подобных турбнн одного н того же тнпа прнменяется понятне прнведенных велнчнн. С этой целью как модель, так н турбнна сравннваются не друг с другом, а с условной турбнной, нмеющей днаметр рабочего колеса 1 *м* н работающей прн напоре 1 *м*. Параметры такой условной турбнны прннято называть прнведеннымн: приведенной скоростью вращення n'_I, прнведенным расходом Q'_I н прнведенной мощностью N'_I.

Заменяя в формулах (1-8), (1-9), (1-10) скорость вращення, расход н мощность модельной турбнны прнведеннымн велнчннамн, а также $D_м = 1$ н $H_м = 1$, можно выразнть параметры натурной турбнны следующнм образом:

$$\left.\begin{aligned} n &= n'_I \frac{\sqrt{H}}{D_1}; \\ Q &= Q'_I D_1^2 \sqrt{H}; \\ N &= N'_I D_1^2 H \sqrt{H}, \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}11)$$

но $N'_I = 9{,}81 Q'_I \eta$, н тогда

$$N = 9{,}81 \eta Q'_I D_1^2 H \sqrt{H}, \ квт.$$

Завнснмостн (1-11) удобны для выбора н определення основных параметров натурной турбнны. Решая эти уравнення для прнведенных велнчин, определяемых прн нспытаннях моделн н характернзующнх все подобные турбнны данного тнпа, получнм:

$$\left.\begin{aligned} n'_I &= \frac{nD_1}{\sqrt{H}}; \\ Q'_I &= \frac{Q}{D_1^2 \sqrt{H}}; \\ N'_I &= \frac{N}{D_1^2 H \sqrt{H}}. \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}12)$$

В уравнениях приведенных величин не учтена разница в к. п. д. модельной и натурной турбин. Практически к. п. д. геометрически подобных турбин разных размеров неодинаковы, вследствие чего отличаются и приведенные величины. Поэтому при определении приведенных величин натурной турбины по данным испытаний ее модели с учетом изменения к. п. д. необходимо пользоваться следующими выражениями:

$$\left.\begin{aligned} n'_{\mathrm{I}} &= n'_{\mathrm{I}м} \sqrt{\frac{\eta}{\eta_м}}; \\ Q'_{\mathrm{I}} &= Q'_{\mathrm{I}м} \sqrt{\frac{\eta}{\eta_м}}; \\ N'_{\mathrm{I}} &= N'_{\mathrm{I}м} \frac{\eta}{\eta_м} \sqrt{\frac{\eta}{\eta_м}}. \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}13)$$

При работе турбины в условиях переменного напора либо при необходимости использования ее в другой установке с иным напором параметры турбины должны соответствовать новому напору. Для определения в этих случаях параметров турбины можно пользоваться формулами (1-8), (1-9), (1-10), которые в связи с неизменностью D_{I} будут иметь следующий вид:

$$n_1 = n \sqrt{\frac{H_1}{H}};$$

$$Q_1 = Q \sqrt{\frac{H_1}{H}};$$

$$N_1 = N \frac{H_1}{H} \sqrt{\frac{H_1}{H}},$$

где все величины с индексом 1 относятся к новому напору.

1-6. БЫСТРОХОДНОСТЬ ГИДРОТУРБИН

Для характеристики гидравлических качеств турбины по скорости вращения и пропускной способности, а также для сравнения между собой турбин различных типов в гидротурбостроении введен так называемый **коэффициент быстроходности**.

Коэффициент быстроходности n_s равен числу оборотов турбины данного типа, которая, работая под напором в 1 *м*, развивает мощность в 1 *л. с.*

Из уравнения подобия (1-8) имеем:

$$n_м = n \frac{D_1}{D_{1м}} \sqrt{\frac{H}{H_м}}.$$

Подставив n_s вместо $n_м$ и $H_м = 1$ *м*, получим:

$$n_s = \frac{n}{\sqrt{H}} \frac{D_1}{D_{1м}}. \qquad (1\text{-}14)$$

По уравнению (1-10) и при $N_м = 1$ *л. с.*, а $H = 1$ *м* мощность равна:

$$N = N_м \frac{D_{\mathrm{I}}^2}{D_{\mathrm{I}м}^2} \frac{H}{H_м} \sqrt{\frac{H}{H_м}} = \frac{D_{\mathrm{I}}^2}{D_{\mathrm{I}м}^2} H \sqrt{H}.$$

Подставим в уравнение (1-14) $\frac{D_1}{D_{1м}} = \sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}}$; тогда

$$n_s = \frac{n}{\sqrt{H}} \sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}} = \frac{n}{H} \frac{\sqrt{N}}{\sqrt[4]{H}}, \qquad (1\text{-}15)$$

где n — скорость вращения, *об/мин*;
N — мощность турбины, *л. с.*

Коэффициент быстроходности можно выражать также через приведенные величины, если в уравнение (1-15) подставить вместо n и N их значения из уравнения (1-11):

$$n_s = \frac{n'_{\mathrm{I}} \sqrt{H} \sqrt{N'_{\mathrm{I}} D_1^2 H \sqrt{H}}}{D_1 H \sqrt[4]{H}} = n'_{\mathrm{I}} \sqrt{N'_{\mathrm{I}}},$$

но

$$N'_{\mathrm{I}} = \frac{\gamma Q'_{\mathrm{I}} \eta}{75} = \frac{1\,000 Q'_{\mathrm{I}} \eta}{75} = 13{,}32 Q'_{\mathrm{I}} \eta,$$

и тогда

$$n_s = 3{,}65 n'_{\mathrm{I}} \sqrt{Q'_{\mathrm{I}} \eta}. \tag{1-16}$$

В связи с тем что коэффициент быстроходности зависит от мощности, скорости вращения и напора и меняет свою величину при их изменениях, сравнивать турбины одного типа по коэффициенту быстроходности следует, вычисляя его для соответственных режимов. Обычно коэффициент быстроходности определяют для номинальной мощности турбины при расчетном напоре и нормальной скорости вращения.

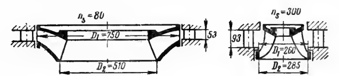


Рис. 1-7. Габариты приведенных рабочих колес различной быстроходности.

Основной тенденцией в современном гидротурбостроении является стремление к повышению быстроходности турбин, так как увеличение быстроходности при неизменных мощности и напоре позволяет создать турбины с большей скоростью вращения, а следовательно, меньших габаритов и веса. При этом повышение быстроходности можно осуществлять увеличением как скорости вращения n'_{I}, так и пропускной способности турбины Q'_{I}.

На рис. 1-7 показаны габариты рабочих колес различной быстроходности, рассчитанные на мощность $N=1$ *л. с.* при напоре $H=1$ *м*, где видно, что с ростом коэффициента быстроходности уменьшаются габариты рабочего колеса.

К наиболее быстроходным турбинам относятся турбины осевого типа, затем следуют радиально-осевые; наиболее тихоходными являются ковшовые турбины. Величины быстроходности различных систем гидротурбин характеризуются следующими данными:

Системы турбин	Быстроходность n_s
Ковшовые:	
односопловые	4—35
двухсопловые	17—50
четырехсопловые	24—70
Радиально-осевые:	
тихоходные	80—120
нормальные	120—250
быстроходные	250—350
сверхбыстроходные	350—450
Пропеллерные и поворотно-лопастные	
тихоходные	300—550
нормальные	550—750
быстроходные	750—1 000

1-7. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГИДРОТУРБИНЫ

Величина потерь энергии в турбине зависит как от диаметра рабочего колеса, так и от напора, причем с увеличением диаметра рабочего колеса составляющие потерь энергии в турбине (гидравлические, объемные и механические) относительно уменьшаются, а следовательно, к. п. д. натурной турбины в сравнении с к. п. д. модельной турбины должен увеличиваться.

Теоретическое определение к. п. д. турбины затруднительно из-за недостаточной изученности законов изменения потерь в турбине. Поэтому практически к. п. д. натурной турбины определяется пересчетом с экспериментально полученного к. п. д. модельной турбины по эмпирическим формулам.

Наиболее распространенными из них являются:

а) для турбин, работающих при $H<150$ *м*,

$$\eta=1-(1-\eta_м)\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}, \qquad (1\text{-}17)$$

где η — к. п. д. турбины;

$\eta_м$ — к. п. д. модели;

D_1 — диаметр рабочего колеса турбины;

$D_{1м}$ — диаметр рабочего колеса модели;

б) для турбин, работающих при $H>150$ *м*,

$$\eta=1-(1-\eta_м)\sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}\sqrt[20]{\frac{H_м}{H}}. \qquad (1\text{-}18)$$

Однако приведенные формулы пересчета дают наименьшие погрешности при оптимальном расчетном режиме работы турбины. При нагрузках, не соответствующих оптимальному режиму, эти формулы дают некоторое преувеличение к. п. д.

При определении к. п. д. натурных ковшовых турбин поправку на изменение диаметра рабочего колеса и напора можно не вводить, если модель испытывалась с диаметром струи более 55 *мм*. В таких случаях к. п. д. натурной турбины можно принимать по модельным испытаниям без пересчета, т. е. считать $\eta=\eta_м$.

1-8. ЯВЛЕНИЕ КАВИТАЦИИ В ГИДРОТУРБИНАХ

В процессе работы гидроагрегата поверхности деталей проточной части турбин подвергаются своеобразному губчатому разрушению (рис. 1-8). Эти разрушения вызываются кавитацией, представляющей собой сложное физическое явление, возникающее в потоке при быстром течении жидкости.

Особенно сильно подвергаются разрушениям от кавитации тыльные поверхности лопастей рабочих колес и поверхности камер рабочих колес осевых турбин, рабочие колеса и фундаментные кольца радиально-осевых турбин. Явление кавитации может приводить к весьма значительным разрушениям турбины.

Кавитация сопровождается шумом, ударами и повышенной вибрацией агрегата. При этом сильно снижаются к. п. д., пропускная способность и мощность турбины.

Одной из главных причин возникновения кавитации считается резкая местная пульсация гидродинамического давления в потоке. При очень высоких скоростях течения жидкости сплошность потока нарушается и в зоне наивысших скоростей образуются полости или каверны, заполненные парами жидкости, величина давления которых определяется температурой окружающей среды. Эти полости и каверны переносятся затем потоком в зону более высоких давлений, где происходит конденсация пара в полостях и их разрыв. Если полости замы-

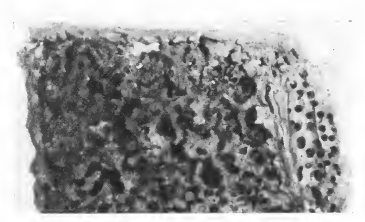


Рис. 1-8. Поверхность рабочей лопасти, разрушенная кавитацией.

каются на поверхности какой-либо детали, то эта поверхность начнает разрушаться. При кавитации наблюдаются электрические явления, вызывающие свечение каверн, а также начинают протекать химические реакции, приводящие к окислению (коррозии) металла.

Одним из способов борьбы с разрушающим действием кавитации является применение кавитационностойких материалов для деталей проточного тракта турбин. Такими материалами в настоящее время являются пока только хромистые нержавеющие стали.

Однако наиболее действенная борьба с кавитацией должна заключаться в обеспечении бескавитационных условий работы турбины. Такие условия могут быть созданы выбором соответствующего типа турбины и напора, ограничениями режимов работы агрегата и расположением турбины относительно нижнего бьефа.

В реактивных турбинах избежать или снизить кавитацию можно, расположив рабочее колесо над уровнем нижнего бьефа или ниже его на высоте, не превышающей допускаемой величины по условиям бескавитационной работы турбины. Высота расположения рабочего колеса реактивной турбины относительно нижнего бьефа называется **высотой отсасывания** H_s.

Допустимую высоту отсасывания, при которой не должна возникать кавитация, определяют по формуле

$$H_s \leqslant B - \sigma H, \qquad (1\text{-}19)$$

где B — атмосферное давление на ГЭС, *м вод. ст.*;

H — полный напор станции, *м*;

σ — кавитационный коэффициент, определяющий начало возникновения кавитации и представляющий собой отношение динамического вакуума в турбине к напору.

Величина атмосферного давления зависит от высоты расположения гидроэлектростанции над уровнем моря и приближенно равна:

$$B = 10{,}33 - \frac{\nabla}{900},$$

где 10,33 — атмосферное давление на уровне моря, *м вод. ст.*;

∇ — абсолютная отметка оси рабочего колеса турбины над уровнем моря.

Подставив в формулу (1-19) значение B, получим:

$$H_s \leqslant 10{,}33 - \frac{\nabla}{900} - \sigma H,$$

откуда видно, что высоту отсасываиия для данной устаиовки определяет величииа **кавитационного коэффициента**, допустимое зиачение которого будет равно:

$$\sigma = \frac{H_s - 10{,}33 - \frac{\nabla}{900}}{H}. \qquad (1\text{-}20)$$

Определяемый по формуле (1-20) σ обычно называют кавитациоиным коэффициентом стаиции $\sigma_{ст}$, так как его величииа зависит только от параметров установки.

Мерой пригодности турбииы для работы при данном напоре служит кавитациоиный коэффициент турбииы $\sigma_т$, зависящий от формы и размеров проточиой части турбины и режимов ее работы. Кавитациоииый коэффициент турбины определяют опытным путем при модельных испытаииях турбины. Ои является определениой величииой для каждого рабочего колеса и в виде соответствующих кривых наносится на уиииверсальную характеристнку турбнны.

Практически в современных крупных гндротурбинах кавитационный коэффициеит колеблется в пределах 0,4—2,0 для осевых турбин и 0,03—0,35 для радиально-осевых турбин.

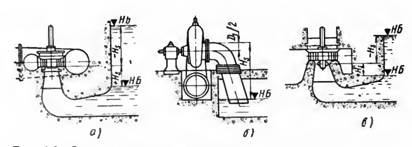


Рис. 1-9. Отсчет высоты отсасываиия для турбин различиых типов.

Для предупреждения возникновеиия кавитации прн проектировании гидроэлектростанций необходимо учнтывать, что кавитациоиный коэффициеит турбины должеи быть несколько меиее кавитациоиного коэффициента станции. Этого можно достичь путем применения турбии с малым $\sigma_т$ лнбо путем увеличення $\sigma_{ст}$. Однако увеличение $\sigma_{ст}$ может привести к значительным заглублеиням турбины и, следовательио, к увеличению объема строительных работ. Иногда высоту отсасывания из-за условий кавитации прнходится делать отрнцательной н устанавливать рабочее колесо под уровнем нижнего бьефа. Поэтому обычно стремятся применять турбину с меиьшим $\sigma_т$, т. е. с повышенными кавитациоными качествами.

Высота отсасывания H_s для вертикальиых поворотно-лопастных и пропеллерных гидротурбин отсчитывается от оси поворота лопастей рабочего колеса до поверхиости нижнего бьефа (рис. 1-9,*в*), а для радиально-осевых гидротурбин — от плоскости нижнего кольца иаправляющего аппарата до поверхности нижнего бьефа (рис. 1-9,*а*). В горизонтальных гидротурбииах высотой отсасывания является расстояиие от наивысшей точки лопастей рабочего колеса до поверхности нижиего бьефа (рнс. 1-9,*б*). Высота отсасывання счнтается положительной, если уровень воды в нижнем бьефе находится ннже указаниых условных отметок отсчета, н, наоборот, отрицательная высота отсасывания показывает заглубление рабочего колеса под уровень воды в нижнем бьефе.

1-9. МОДЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОТУРБИН

Модельные испытания. Для того чтобы создать гидротурбину и иметь полное представление о ее работе, необходимо знать:

а) энергетические и кавитационные данные турбины во всех возможных режимах работы, т. е. знать, как меняется к. п. д. и кавитационный коэффициент турбины в зависимости от изменения ее мощности и напора;

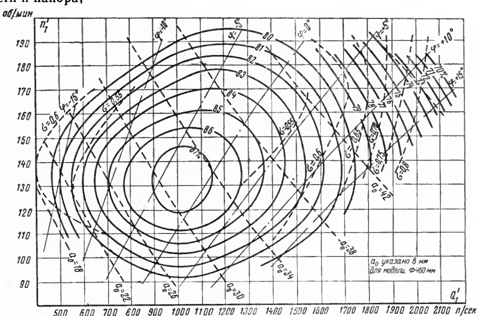


Рис. 1-10. Главная универсальная характеристика поворотнолопастной турбины.

б) какие силы действуют на отдельные элементы турбины при изменении режимов ее работы — на лопасти рабочего колеса, лопатки направляющего аппарата и др.

Однако современные методы расчета элементов проточной части турбины не позволяют только теоретическим путем определить наилучшую конфигурацию ее проточного тракта, обладающего наивысшим к. п. д. и необходимыми кавитационными качествами при заданных напоре и расходе воды. Поэтому при создании турбины обычно рассчитывается несколько вариантов проточной части и изготовляются их модели. Затем все эти модели испытываются в лаборатории и таким путем устанавливаются оптимальные формы проточной части проектируемой турбины.

В соответствии с задачами исследований испытания моделей гидравлических турбин в лабораторных условиях делятся на две основные группы: энергетические и кавитационные. При энергетических испытаниях исследуется зависимость к. п. д. от режима работы данного варианта гидротурбины. Кавитационные испытания позволяют исследовать зависимость кавитационного коэффициента от режима работы.

В результате испытаний модели в широком диапазоне режимов работы составляются характеристики, дающие полное представление о ее энергетических и кавитационных показателях.

Характеристики гидротурбин. Основные результаты энергетических и кавитационных испытаний моделей сводятся в главную универсальную характеристику турбины (рис. 1-10), на которой в координатах при-

веденной скорости вращения n'_I и приведенных расходов Q'_I наносятся линии равных к. п. д. $\eta_м$, линии равных открытий направляющего аппарата a_0, линии равных коэффициентов кавитации σ и линии равных углов поворота лопастей рабочего колеса φ° (для поворотнолопастных турбин).

Турбины различных типов имеют разные формы универсальных характеристик. Чем шире область высокого к. п. д., тем турбина совершеннее. Для более быстроходных турбин область высоких к. п. д. расположена в зоне больших приведенных расходов и высоких приведенных скоростей вращения. Характеристика поворотнолопастной турбины имеет широкую зону к. п. д. как по приведенным расходам, так и по скорости вращения. У радиально-осевых турбин максимальные значения приведенных расходов и скоростей вращения меньше, чем у поворотнолопастных турбин. Ковшовые турбины имеют характеристику, сильно вытянутую по расходам и очень суженную по оборотам. Максимальные значения приведенных расходов и скоростей вращения у этих турбин наименьшие.

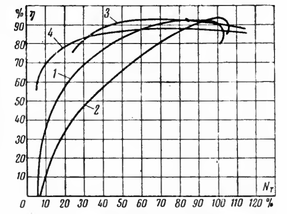


Рис. 1-11. Рабочие характеристики гидротурбин различных типов.

1 — радиально-осевая турбина; *2* — пропеллерная турбина; *3* — поворотнолопастная турбина; *4* — ковшовая турбина.

Универсальные характеристики гидравлических турбин имеют большое значение в практике гидротурбостроения. По ним просто и удобно определяются к. п. д., открытия направляющего аппарата a_0, кавитационный коэффициент $\sigma_т$, угол установки лопастей рабочего колеса φ° в зависимости от режимов работы.

Главные универсальные характеристики построены в приведенных величинах, поэтому пользоваться ими при эксплуатации натурных турбин неудобно. Для суждения о характере изменения к. п. д. в различных режимах работы турбины составляются рабочие характеристики, показывающие зависимость к. п. д. от нагрузки $N_т$ и выражающиеся кривой $\eta = f(N)$ при постоянных напоре H и скорости вращения n.

На рис. 1-11 приведены рабочие характеристики гидротурбин различных типов. Из сравнения этих характеристик видно, что наиболее узкую зону высоких к. п. д. имеют пропеллерные турбины. Они сохраняют высокие значения к. п. д. лишь для расчетной мощности. При изменении мощности к. п. д. пропеллерных турбин резко падает, вследствие чего эксплуатация этих турбин вне оптимального режима сопряжена с большими потерями мощности.

Характеристика поворотнолопастной турбины благодаря возможности поворота лопастей рабочего колеса на оптимальный угол имеет вытянутые в направлении мощности кривые к. п. д. Турбины этого типа сохраняют высокие значения к. п. д. в большом диапазоне изменения мощности, имеют более высокий среднеэксплуатационный к. п. д.

Рабочая характеристика радиально-осевой турбины является в этом отношении промежуточной между характеристиками пропеллерных и поворотнолопастных гидротурбин. Значения к. п. д. радиально-осевых турбин в оптимуме очень высоки, но турбины эти имеют более узкую зону максимальных к. п. д. и меньшие значения коэффициента быстро-

ходности, т. е. в равных условиях их скорости вращения ниже, а размеры рабочих колес больше.

Ковшовые турбины сохраняют высокое значение к. п. д. при диапазонах изменения мощности еще больших, чем у поворотнолопастных турбин.

Рабочие характеристики неудобны для получения полного представления о всех режимах работы вследствие того, что для каждого рабочего напора необходимо иметь отдельную кривую, и, кроме того, эти характеристики не показывают кавитационных данных турбины. Поэтому, пользуясь отдельными рабочими характеристиками, строят экс-

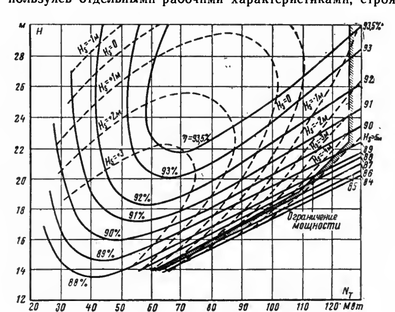


Рис. 1-12. Эксплуатационная универсальная характеристика поворотнолопастной турбины.

плуатационную универсальную характеристику (рис. 1-12), на которой при постоянной скорости вращения n в координатах напора H и мощности $N_т$ наносятся линии равных к. п. д. и линии равных высот отсасывания H_s. На характеристику наносятся также линии ограничения мощности, устанавливаемые при напорах ниже расчетного — параметрами турбины, а выше — параметрами генератора.

Эксплуатационные универсальные характеристики, определяющие взаимную связь основных параметров гидротурбин и показывающие зависимость к. п. д. турбины от нагрузки и напора при нормальной скорости вращения, имеют большое значение для организации правильной эксплуатации энергетического оборудования гидроэлектростанции.

Построение рабочих и эксплуатационных универсальных характеристик производится на основе универсальной характеристики модели выбранного типа рабочего колеса для данного диаметра D_1 и скорости вращения n для напоров в диапазоне работы станции.

Разгонные характеристики. Если работающий агрегат отключить от сети, не закрывая направляющего аппарата, то агрегат будет быстро повышать скорость вращения, которая спустя некоторое время достигнет максимальной величины, называемой разгонной скоростью вращения.

Величины разгонных скоростей вращения гидроагрегата необходимо знать для расчета на прочность вращающихся деталей турбин и генераторов (рабочего колеса турбины, ротора генератора, вала

и др.). Одиако теоретически подсчитать разгоииые обороты ие представляется возможным, н поэтому их определяют экспернментальным путем на моделях турбнн.

Прн испытаннях модель доводится до разгонной скорости вращения н строится специальная разгонная характернстнка, на которой дается крнвая разгонной прнведениой скорости вращення $n'_{Iр}$ в завнснмостн от открытия направляющего аппарата.

Разгонная скорость вращення иатурной турбниы вычнсляется по формуле

$$n_р = n'_{Iр} \frac{\sqrt{H_{макс}}}{D_1}. \qquad (1\text{-}21)$$

Для турбин с иеподвижными рабочими лопастямн разгонная скорость вращеиия зависит от открытия направляющего аппарата н напора воды, а для поворотнолопастных, кроме того, н от угла устаиовкн лопастей. Нанвысшая разгонная скорость вращення получается при полном открытии иаправляющего аппарата нли близком к нему. Для поворотнолопастиых турбии иаивысшая разгонная скорость вращеиия достнгается в случаях, когда направляющнй аппарат полиостью открыт, а лопастн рабочего колеса нмеют небольшой угол установкн.

Опыты иа моделях показывают, что иаибольшие разгоиные скорости вращення бывают у поворотиолопастиых турбнн, несколько меньшне — у раднально-осевых и наимеиьшие — у ковшовых.

Осевое давление воды. Поток воды, проходя через рабочее колесо, а у раднально-осевых турбин н проинкая частнчио через зазоры в полостн над рабочнм колесом н под ннм, вызывает осевое усилие, действующее на ротор агрегата. Величнну этого усилия необходимо знать для расчета деталей турбииы (вала, лопастей рабочего колеса н др.), а также подпятннка агрегата.

Приближеиио величиину осевого усилия можно определнть по эмпирнческой формуле

$$P_{ос} = k \frac{\pi}{4} D_1^2 H_{макс}, \qquad (1\text{-}22)$$

где k — коэффнциент, зависящий от типа колеса.

Для радиально-осевых турбин коэффнцнеит k зависит от быстроходиости рабочего колеса, а для поворотиолопастных — от количества лопастей. Зиачеиия этого коэффицнеита даиы в табл. 1-1.

Таблица 1-1

Величины коэффициента k для определения осевого давления воды

Радиально-осевые турбины		Поворотнолопастные турбины	
Коэффициент быстроходности n_s	k	Число лопастей рабочего колеса	k
90	0,07—0,12	4	0,85
100	0,08—0,14	5	0,87
190	0,20—0,26	6	0,90
200	0,22—0,28	7	0,93
235	0,28—0,34	—	—
280	0,34—0,41	—	—

1-10. НОМЕНКЛАТУРА ГИДРОТУРБИН

Спецнфнка гндроэнергетики требует нзготовлення гндротурбнн самых разлнчных мощностей, типов, размеров н конструкций. С целью большего едииообразня тнпов и размеров прнмеияемых рабочнх колес

гидротурбин в СССР введеиа общая номенклатура реактивиых гидротурбнн, обязательная для проектных н строительных гндроэнергетнческих оргаиизаций и заводов-нзготовнтелей.

Сущность иомеиклатуры заключается в том, что весь вероятиый иа практнке диапазон прнменення реактнвных (раднально-осевых н поворотиолопастных) вертикальиых гидротурбнн по напору от 3 до 500 *м* разбнвается иа участкн, охватываемые нанменьшнм чнслом зараиее устаиовленных типов (серий) рабочнх колес гндротурбин. Каждый тип включает ряд рабочих колес нормалнзованных днаметров, которые обеспечивают покрытне диапазона требуемых мощностей.

Номенклатура гидротурбнн устанавливает:

маркнровку гидротурбин;

типы рабочих колес;

типы установок;

ряды диаметров рабочнх колес.

Марка турбнны включает три обозиачения, отделенных друг от друга черточкамн: тип рабочего колеса — тип установки — диаметр рабочего колеса.

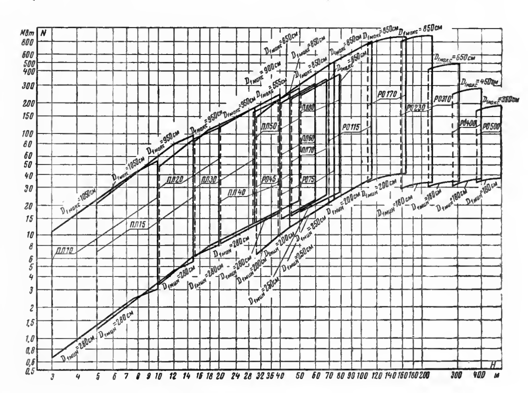


Рис. 1-13. Сводиый график иомеиклатуры крупиых вертикальиых гидротурбии.

Условное обозначенне тнпа рабочего колеса состонт из обозиачення снстемы турбииы (ПР — пропеллерная, ПЛ — поворотиолопастная, РО — радиальио-осевая) и велнчнны макснмального напора. Прнмер условиого обозначення тнпов рабочнх колес в номенклатуре: ПЛ40, РО75.

Тнп устаиовкн обозначается одиой буквой, указывающей расположеиие вала турбнны: В — вертнкальный вал, Г — горнзонтальиый.

Размер турбнны указывается в марке номннальным диаметром рабочего колеса D_1, выраженным в сантнметрах.

Таким образом, маркировка ПЛ40-В-500 означает поворотнолопастную гидротурбину с рабочим колесом типа ПЛ40, с максимальным напором 40 *м*, с вертикальным валом и диаметром рабочего колеса $D_1=5{,}0$ *м*. Маркировка РО75-В-750 означает радиально-осевую гидротурбину с рабочим колесом типа РО75, с максимальным напором 75 *м*, с вертикальным валом и диаметром рабочего колеса $D_1=7{,}5$ *м*.

На рис. 1-13 приведен график номенклатуры крупных вертикальных гидротурбин, на котором в логарифмических координатах напора и мощности указаны области применения каждого из включенных в номеклатуру типов рабочих колес. Таких типов в этой номенклатуре принято: для поворотнолопастных турбин — девять и для радиально-осевых — восемь. Номенклатура охватывает рабочие колеса турбин диаметром: поворотнолопастных — от 2,8 до 10,5 *м*, а радиально-осевых — от 1,8 до 8,5 *м*.

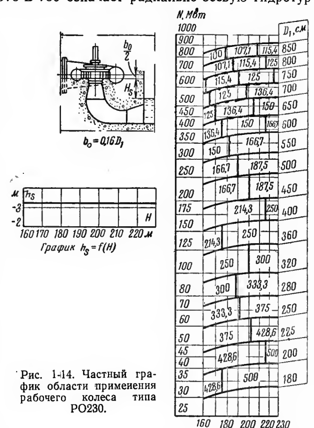


Рис. 1-14. Частный график области применения рабочего колеса типа РО230.

Границы мощностей каждого типа рабочего колеса определяются принятыми максимальными и минимальными диаметрами рабочих колес, проставленными у соответствующих наклонных линий. Границы применения рабочих колес по напору установлены ориентировочно, исходя из обычных допускаемых на практике экономически целесообразных высот отсасывания, а также из условия прочности лопастей.

Частные графики областей применения отдельных типов рабочих колес (рис. 1-14) построены в тех же координатах, что и сводный график, но с дополнительными данными, позволяющими определить размер турбины (диаметр рабочего колеса) и скорость вращения. На графике каждому нормализованному диаметру рабочего колеса соответствует определенная область мощностей и напоров, очерченная параллелограммом. В каждом параллелограмме показаны также и наивыгоднейшие скорости вращения (*об/мин*) применительно к синхронной скорости вращения генератора при частоте 50 периодов в секунду.

На графиках показаны вспомогательные кривые h_s для определения допустимых высот отсасывания, с помощью которых максимально допустимая высота отсасывания для данной гидроэлектростанции определяется по формуле

$$H_s=h_s-\frac{\nabla}{900},$$

где h_s — допустимая высота отсасывания турбины на уровне моря, *м*;

∇ — отметка турбины над уровнем моря, *м*.

Кривые h_s на графиках для поворотнолопастных турбин построены при максимальных и минимальных приведенных расходах, а для радиально-осевых — при максимальных.

1-11. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОТУРБИН

Предварительный подбор турбины может быть произведен по сводному графику номенклатуры и частным графикам области применения турбин.

В этом случае по расчетному напору и номинальной мощности, соответствующей этому напору, из сводного графика выбирают систему турбины и тип рабочего колеса. Диаметр рабочего колеса, скорость вращения и допустимую высоту отсасывания определяют по частному графику области применения выбранного типа рабочего колеса.

Полученные таким образом параметры турбины в дальнейшем уточняют расчетом, пользуясь главными универсальными характеристиками, разработанными заводами-изготовителями по результатам испытаний моделей каждого типа рабочего колеса. Это уточнение производится по установленным проектной организацией данным: напору максимальному $H_{макс}$, расчетному $H_р$, минимальному $H_{мин}$ и средневзвешенному $H_{ср}$, мощности турбины $N_т$, отметкам верхнего и нижнего бьефа.

Номинальный диаметр рабочего колеса (*м*) проверяется по формуле (1-11):

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_т}{9{,}81\eta_т Q'_I H_р \sqrt{H_р}}},$$

где $N_т$ — в киловаттах, $H_р$ — в метрах.

К. п. д. гидротурбины в этом случае оценивается предварительно: для радиально-осевых турбин 0,88—0,90, а для поворотнолопастных турбин 0,84—0,86. Приведенный расход Q'_I принимается по универсальной характеристике модели рабочего колеса выбранного типа.

Подсчитанный диаметр рабочего колеса округляется до ближайшего нормализованного. Диаметр поворотнолопастных турбин, предназначаемых для работы в условиях значительных колебаний напора, целесообразно выбирать по наименьшему расчетному напору, при котором должна быть обеспечена номинальная мощность. По этому же напору определяется допустимая высота отсасывания.

Скорость вращения турбины определяется при средневзвешенном напоре по формуле (1-11). При этом значение n'_I выбирается по характеристике на линии, проходящей через точку максимального к. п. д. или несколько выше. Поправку $\Delta n'_I$ можно принимать для всех точек характеристики постоянной, вычислив ее для оптимальной точки по формуле

$$\Delta n'_I = n'_I \left(\sqrt{\frac{\eta}{\eta_м}} - 1\right).$$

По исправленному значению n'_I определяется скорость вращения n и округляется до ближайшей большей синхронной скорости вращения генератора.

Высота отсасывания определяется по формуле (1-19)

$$H_s = 10{,}0 - \frac{\nabla}{900} - k\sigma H,$$

где $k = 1{,}05 \div 1{,}1$ — практический коэффициент запаса;

∇ — отметка оси рабочего колеса;

σ — принимается по универсальной характеристике рабочего колеса.

Обычно гидротурбины работают в перемениом режиме, т. е. прн нзменяющемся иапоре и мощиостн изменяются расход турбииы, ее к. п. д. н коэффициент кавнтацни, а скорость вращеиня турбииы сохраняется постоянной. Поэтому для правнльиой эксплуатации гидроагрегата важно знать взаимную связь основных параметров турбнны. Для этого после определення днаметра рабочего колеса и скоростн вращення пронзводнтся построенне эксплуатацнонной уииверсальной характернстикн.

ГЛАВА ВТОРАЯ

КОНСТРУКЦИИ ГИДРОТУРБИН

2-1. ПРОТОЧНЫЙ ТРАКТ ГИДРОТУРБИН

Проточный тракт крупной современиой реактивной вертнкальной гндротурбниы обычной конструкцни (рис. 2-1) состонт нз следующнх основных элементов: турбнниой камеры *1*, статора *2*, направляющего аппарата *3*, рабочего колеса *4*, камеры рабочего колеса *5* (в раднально-осевых турбннах такая камера отсутствует) н отсасывающей трубы *6*.

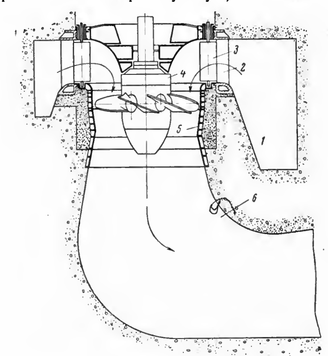


Рис. 2-1. Схема проточиого тракта реактивиой гидротурбииы.

Турбиииая камера, имеющая чаще всего спнральиую форму, служнт для подвода воды к иаправляющему аппарату турбииы. Из турбнниой камеры вода поступает в статор турбнны, предназначенный для передачи нагрузкн иа фундамент установкн от веса неподвижных и вращающнхся частей агрегатов, осевого гидравлнческого давлення воды на рабочее колесо н веса бетонного перекрытня. Колоны статора профнлнруются по направлеиию потока воды.

Пройдя колоины статора, вода поступает на лопатки направляющего аппарата, имеющего двоякое назначеине — придать движеиию

воды нужное направление при входе на рабочее колесо и регулировать количество воды, поступающей в турбину. Для этого устанавливаются поворотные направляющие лопатки, имеющие обтекаемую форму. При полностью закрытых лопатках направляющий аппарат выполняет роль закрытого затвора.

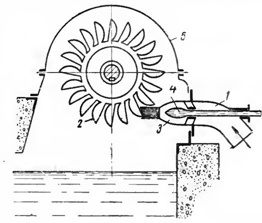


Рис. 2-2. Схема проточного тракта активной гидротурбины.

Из направляющего аппарата вода поступает в рабочее колесо, конструкция которого зависит от системы турбины, а далее в отсасывающую трубу и затем в нижний бьеф или отводящий канал.

Проточная часть активных ковшовых турбин (рис. 2-2) существенно отличается от проточной части реактивных турбин. Подвод воды из напорного трубопровода *1* к рабочему колесу *2* осуществляется посредством сопла *3* и подвижной иглы *4*, которые в данном случае являются направляющим аппаратом. Механизмы турбины сверху закрыты кожухом *5*.

Сопло представляет собой сходящийся конический насадок, из отверстия которого струя с большой скоростью попадает на лопасти рабочего колеса (ковши) и заставляет его вращаться. Помещенная внутри сопла игла, перемещаясь в продольном направлении, меняет его выходное сечение и диаметр выходящей струи, регулируя этим расход воды и мощность турбины.

2-2. ТУРБИННЫЕ КАМЕРЫ

Подвод воды к рабочим органам реактивных турбин осуществляется через турбинные камеры различных конструкций: открытые, кожуховые, спиральные бетонные и металлические. Выбор конструкции камеры определяется в основном напором и размерами турбины.

Наиболее распространенной формой турбинной камеры является спиральная камера, применяемая для средних и крупных турбин. Радиальные сечения этой камеры постепенно уменьшаются от входа к концу ее. В зависимости от напора спиральные камеры выполняются бетонными или металлическими (рис. 2-3). Для напоров до 40 *м* у вертикальных гидротурбин обычно применяются бетонные спиральные камеры. При более высоких напорах спиральные камеры изготовляются металлическими сварными или литыми.

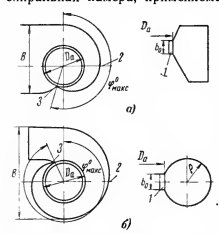


Рис. 2-3. Схемы спиральных камер. *а* — бетонная таврового сечения; *б* — металлическая круглого сечения; *1* — колонна статора; *2* — ось турбины; *3* — зуб спирали.

Габариты спиральной камеры определяются углом охвата спирали и площадью входного сечения, которая зависит от скорости потока во входном сечении камеры и расчетного расхода.

Крупные металлические спирали для средне- и высоконапорных турбин обычно имеют угол охвата 345—360°. В низконапорных турбинах с бетоны-

ми спиральными камерами угол охвата принимают не менее 180°.

Статор турбины устанавливается по внутреннему диаметру спиральной камеры и является промежуточной деталью проточного тракта между спиральной камерой и направляющим аппаратом. Применяются статоры только в бетонных и металлических сварных спиральных камерах вертикальных гидротурбин.

2-3. НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ ГИДРОТУРБИН

Направляющий аппарат реактивных гидротурбин служит для подвода потока к рабочему колесу и регулирования расхода воды через турбину в зависимости от нагрузки и скорости вращения гидроагрегата. В закрытом положении направляющий аппарат полностью прекращает доступ воды к рабочему колесу.

Изменение расхода воды через турбину и угла входа потока на лопасти рабочего колеса производится поворотом лопаток направляющего аппарата. Создание безударного входа потока на лопасти рабочего колеса поворотнолопастных турбин во всех режимах работы ги-

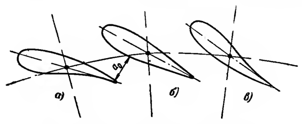


Рис. 2-4. Профили направляющих лопаток.
а — вогнутый; *б* — симметричный; *в* — выпуклый.

дроагрегата осуществляется одновременно поворотом лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

Положение направляющих лопаток в процессе регулирования определяется открытием направляющего аппарата a_0, т. е. кратчайшим расстоянием между выходной кромкой лопатки и телом соседней лопатки (рис. 2-4).

Профиль и размеры направляющих лопаток выбираются в зависимости от габаритов и типа спиральной камеры, а также типа рабочего колеса. На рис. 2-4 приведены три наиболее распространенных профиля направляющих лопаток: вогнутый, выпуклый и симметричный.

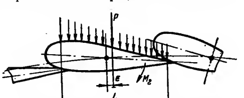


Рис. 2-5. Схема сил, действующих на лопатки направляющего аппарата.

При выпуклом профиле поток, проходя через лопатки направляющего аппарата, дополнительно закручивается перед рабочим колесом. Лопатки выпуклого профиля применяются в турбинах, устанавливаемых в открытых или котельных камерах.

При лопатках вогнутого профиля поток, наоборот, раскручивается на входе в рабочее колесо. Применяются такие лопатки в радиально-осевых турбинах со спиральными камерами.

В поворотнолопастных турбинах применяются обычно направляющие лопатки наиболее простого симметричного профиля.

На рис. 2-5 изображена схема сил, действующих на лопатки направляющего аппарата в закрытом положении. Равнодействующая

давлеиия P приложена в точке, отстоящей от оси поворота лопатки иа величину эксцентриситета ε в стороиу выходиой кромки лопатки. Величииа эксцеитриситета обычно приинмается в пределах $(0{,}03 \div 0{,}05)\,L$. Эксцеитриситет, при котором гидравлический момеит $M_г$ действует иа открытие, считается положительиым. В случае отрицательиого эксцеитриситета направляющий аппарат будет стремиться к самозакрытию.

Направляющий аппарат ковшовой турбины является оргаиом, в котором происходит преобразоваиие эиергии давлеиия в скоростиой иапор. Он служит также для плавного измеиеиия расхода воды при регулировании турбииы. Эти функции выполияются соплом круглого сечеиия с соосиой ему иглой, перемещающейся в осевом иаправлеиии.

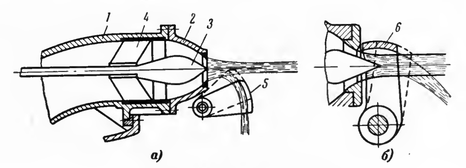


Рис. 2-6. Сопло ковшовой турбины.
а — сопло с отсекателем струи; *б* — отклонитель струи.

Сопло (рис. 2-6,*а*) состоит из колеиа *1*, иасадка *2* и иглы *3*, опирающейся иа крестовину *4*. Очертаиия иасадка и иглы, обеспечивающие высокий к. п. д. сопла, получают опытиым путем иа основе даиных модельиых испытаиий. При перемещеиии иглы вдоль оси сопла размеры кольцевой щели между иасадком и иглой измеияются, вследствие чего измеияется и расход воды. Размеры иасадка и иглы, а также число сопел зависят от величииы расхода, который иеобходимо пропустить через турбину при даином напоре.

В случае иеобходимости быстрого закрытия турбииы иадо сразу прекратить подачу воды иа рабочее колесо. Если это сделать закрытием отверстия сопла иглой, то в подводящем трубопроводе возиикиет гидравлический удар, в результате чего может произойти авария. Поэтому при необходимости скорого закрытия турбииы воду от колеса быстро отводят специальиым устройством — отсекателем или отклоиителем. Отсекатель *5* врезается в струю и отсекает ее частично или полностью, а отклоиитель *6* (рис. 2-6,*б*) отводит струю в сторону от рабочего колеса. Таким образом, подача воды иа рабочее колесо прекращается.

Отсекатели и отклоиители связаны рычажиой передачей с сервомотором иглы через специальное устройство, позволяющее осуществить быстрый подвод отсекателя и медлениый отвод его от струи по мере передвижения самой иглы.

2-4. РАБОЧИЕ КОЛЕСА

Рабочее колесо радиально-осевой турбины (рис. 2-7) состоит из трех основиых элементов: ступицы *1*, лопастей *2* и нижиего обода *3*.

Особеииостью конструктивиого выполиеиия рабочих колес радиально-осевого типа является радиальиый вход иа лопасти и осевой выход воды из колеса, а также наличие нижиего обода, охватывающего на-

ружиые кромки лопастей. Рабочне колеса этого типа прнменяются для широкого днапазоиа иапоров и коэффициентов быстроходности n_s.

Для обеспечеиия высоких эиергетических показателей турбииы лопасти рабочего колеса выполняют сложной пространственной формы. Число лопастей зависнт от быстроходности рабочего колеса и прниимается от 9 у ннзконапориых быстроходиых рабочих колес до 21 у высоконапорных тнхоходных колес.

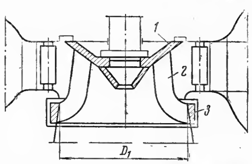


Рис. 2-7. Рабочее колесо радиальио-осевой турбииы.

Для сокращения непроизводительных протечек воды иа инжнем ободе и ступнце рабочего колеса устаиавливаются щелевые или гребеичатые уплотиеиня. В результате гидравлических потерь вода, проходя через узкую щель или гребеиь, теряет напор, а следовательио, умеиьшаются протечкн—объемные потери и тем самым увеличнвается к. п. д. турбииы. Щелевые уплотиения с зазорами до 2,5 *мм* прнмеияют в рабочих колесах для напоров до 70—100 *м*. При более высокнх иапорах применяют гребенчатые уплотиения с зазерами 1—1,5 *мм*. На уплотиеииях иногда для увеличения сопротивлеиня делают иарезку, направлеиие которой противоположио вращеиию турбииы.

Рабочее колесо поворотиолопастиой турбины (рис. 2-8) отличается от колеса радиальио-осевой турбиины отсутствием ннжиего обода, мень-

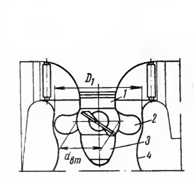


Рис. 2-8. Рабочее колесо поворотнолопастной турбины.

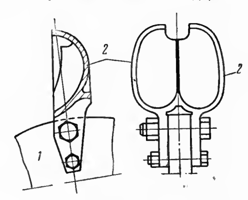


Рис. 2-9. Рабочее колесо ковшовой турбины.

шим количеством лопастей и возможностью нх поворота вокруг своей оси. Оно состоит из корпуса (втулкн) *1*, рабочих лопастей *2* н обтекателя *3*.

Колнчество лопастей, а соответственно н диаметр втулки колеса увелнчиваются с повышением иапора. При напорах до 20 *м* принимают обычно 4 лопасти, а прн напорах 40—80 *м* — до 8 лопастей. Днаметр втулки увеличивается с повышеинем числа лопастей и колеблется в пределах от 0,35 до 0,6 D_1.

Механизм поворота лопастей (сервомотор) в отечественных поворотиолопастных турбииах, как правило, располагается в корпусе рабочего колеса. В зарубежиой практнке сервомоторы иногда помещают во фланцевом соединеиин валов турбины и генератора лнбо во втулке ротора геиератора.

Рабочее колесо располагается в камере *4* с небольшими зазорами, составляющими до 0,001 D_1. Обычно часть камеры рабочего колеса, расположенная выше оси поворота лопастей, выполняется цилиндрической, а нижняя часть — сферической. Это обеспечивает при повороте лопастей минимальные и постоянные зазоры, что приводит к уменьшению протечек воды, а следовательно, к повышению к. п. д.

Рабочее колесо ковшовой турбины (рис. 2-9) состоит из диска *1* и размещенных по его окружности лопастей *2*, имеющих форму двух симметричных ковшей, разделенных острой кромкой — ножом. Поступающая на лопасть напорная струя разделяется ножом на две части, обтекающие внутренние поверхности лопастей. Обычно рабочее колесо имеет от 18 до 26 лопастей (ковшей).

2-5. ОТСАСЫВАЮЩИЕ ТРУБЫ

Отсасывающая труба (рис. 2-10) реактивной гидротурбины служит для отвода воды из рабочего колеса в нижний бьеф с наименьшими потерями.

Применение отсасывающей трубы дает возможность располагать рабочее колесо турбины выше уровня нижнего бьефа без потери напора и полезно использовать значительную часть кинетической энергии потока, выходящего из рабочего колеса. Особенно важное значение отсасывающая труба имеет для низконапорных гидротурбин, где поток за рабочим колесом сохраняет еще до 40—50% общего запаса энергии.

При наличии отсасывающей трубы под рабочим колесом образуется вакуум и общий напор, действующий на лопасти рабочего колеса турбины, будет складываться из статического напора, равного разности отметок верхнего бьефа и выходного сечения рабочего колеса, и вакуума под рабочим колесом.

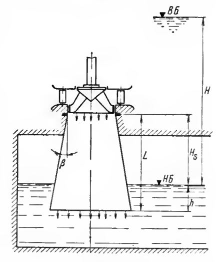


Рис. 2-10. Схема прямоосной отсасывающей трубы.

Использование кинетической энергии потока, уходящего из рабочего колеса, осуществляется путем создания дополнительного разрежения под рабочим колесом, для чего отсасывающая труба выполняется в виде конического расходящегося насадка. При такой конструкции отсасывающей трубы скорости потока на выходе из нее получаются значительно меньшими, чем на входе, и, следовательно, уменьшаются потери энергии потока. Однако величина высоты отсасывания и конусность отсасывающей трубы имеют определенные пределы, обусловленные опасностью возникновения кавитации.

Наилучшей формой отсасывающей трубы, обеспечивающей минимальные потери, является прямой конус с углом конусности 4—6° на сторону. Но такие трубы можно применять только на вертикальных турбинах небольшой мощности и на горизонтальных турбинах, так как при необходимой длине этих труб $L=(4\div5)D_1$ для крупных вертикальных турбин требуется большое заглубление машинного здания, что значительно увеличивает объемы строительных работ. Поэтому для круп-

ных гидротурбин применяют изогнутые отсасывающие трубы, имеющие высоту, не более $2{,}6D_1$.

Изогнутая отсасывающая труба (рис. 2-11) состоит из конического расходящегося патрубка *1*, колена *2* и горизонтального раструба *3*. Габариты изогнутой отсасывающей трубы при принятой ширине определяются двумя основными размерами: высотой h и длиной L. Достаточно хорошие энергетические показатели имеют отсасывающие трубы высотой $h=(1{,}9\div 2{,}3)D_1$ и длиной $L=(3{,}5\div 4{,}5)D_1$.

Рис. 2-11. Схема изогнутой отсасывающей трубы.

Снижение высоты h позволяет уменьшить заглубление подошвы здания станции и сократить объем земельно-скальных и бетонных работ. Однако это приводит к уменьшению к. п. д. турбины.

Изогнутые отсасывающие трубы обычно выполняются бетонными, но на выходе из рабочего колеса в местах высоких скоростей потока (свыше 5 *м/сек*) поверхность бетона предохраняется от разрушения применением металлических листовых сварных облицовок.

2-6. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ СОВРЕМЕННЫХ ГИДРОТУРБИН

В зависимости от расположения вала гидротурбины всех типов разделяются на вертикальные и горизонтальные.

Вертикальные гидроагрегаты имеют ряд существенных преимуществ:

отсутствие тяжело нагруженных радиальных подшипников;

удобство расположения спиральной камеры в здании станции;

возможность заглубления рабочего колеса ниже уровня нижнего бьефа с целью повышения его кавитационных свойств;

удобство монтажа, демонтажа и обслуживания гидроагрегата в процессе эксплуатации.

Однако вертикальное исполнение гидроагрегатов получило широкое распространение только с созданием гидротурбин большой мощности и возможностью изготовления для них индивидуальных гидрогенераторов. В настоящее время почти все крупные турбины выполняются вертикальными.

Недостатками крупных вертикальных гидротурбин являются изогнутая отсасывающая труба, уступающая по гидравлическим качествам прямой отсасывающей трубе, и большая высота подводной части машинного здания.

Горизонтальные гидротурбины малой и средней мощности в прошлом преимущественно применялись в качестве привода трансмиссий, а также в совместной работе с горизонтальными серийными генераторами.

При строительстве современных крупных и средних гидроэлектростанций применяются в основном поворотнолопастные, радиально-осевые и ковшовые гидротурбины, поэтому в настоящем учебнике рассматриваются гидроагрегаты с турбинами этих систем.

Радиально-осевые гидротурбины применяются для широкого диапазона напоров (от 30 до 450 *м*). Мощность таких турбин достигает в настоящее время 500 тыс. *квт*. Конструкции турбин зависят от величины напора, но общая схема вертикальных турбин этой системы практически

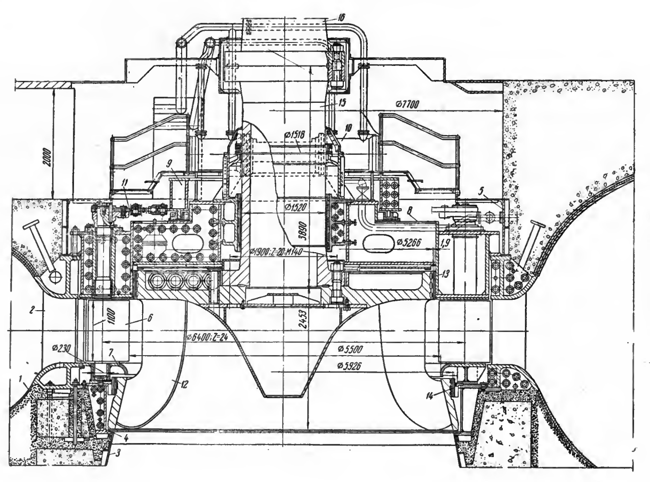


Рис. 2-12. Разрез радиально-осевой турбины мощностью 230 тыс. *квт* и D_1=5,5 *м*.

1 — спиральная камера; *2* — статор; *3* — облицовка отсасывающей трубы; *4* — фундаментное кольцо; *5* — облицовка шахты турбины; *6* — лопатка направляющего аппарата; *7* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *8* — крышка турбины; *9* — регулирующее кольцо; *10* — сервомотор; *11* — механизм поворота лопаток направляющего аппарата; *12* — рабочее колесо; *13* — верхний лабиринт; *14* — нижний лабиринт; *15* — вал турбины; *16* — вал генератора.

одинакова. Подвод воды к рабочему колесу осуществляется, как правило, металлической спиральной камерой преимущественно круглого сечения через многолопаточный направляющий аппарат. Отвод воды производится изогнутой отсасывающей трубой. Рабочее колесо турбины с помощью фланца присоединяется к валу, который поддерживается в строго вертикальном положении направляющим подшипником, установленным в крышке турбины. На крышке турбины смонтировано регулирующее кольцо с механизмами поворота направляющих лопаток, а в последних конструкциях крупных гидротурбин на крышке устанавливаются и сервомоторы направляющего аппарата, являющиеся приводом регулирующего кольца.

На рис. 2-12 изображена одна из самых мощных в мире радиально-осевая турбина с рабочим колесом диаметром $D_1=5{,}5$ *м*, установленная на Братской ГЭС. Мощность ее составляет 230 тыс. *квт* при напоре 100 *м* и скорости вращения 125 *об/мин*.

Еще более мощная гидротурбина с рабочим колесом диаметром 7,5 *м* и мощностью 508 тыс. *квт* при напоре 95 *м* устанавливается в настоящее время на Красноярской ГЭС. Отечественное гидротурбостроение освоило также и высоконапорные радиально-осевые турбины на напоры 300 *м* и более.

Поворотнолопастные турбины имеют значительные энергетические преимущества в сравнении с радиально-осевыми турбинами:

большую быстроходность и пропускную способность, а также более высокий к. п. д. при частичных нагрузках;

спокойную и надежную работу при изменении действующего напора в широких пределах.

Вследствие этого поворотнолопастные гидротурбины получили большое распространение при сооружении низконапорных гидроэлектростанций, и в настоящее время их стремятся применять при более высоких напорах. В зарубежной и отечественной практике эти турбины уже используют при напорах до 80 *м*. Однако применение поворотнолопастных турбин при более высоких напорах сдерживается повышением кавитационного коэффициента в сравнении с радиально-осевыми турбинами и необходимостью вследствие этого практически неэкономичных заглублений рабочего колеса.

Конструктивно поворотнолопастные турбины выполняются таким образом, что лопасти рабочего колеса поворачиваются автоматически на наиболее выгодный угол одновременно с изменением открытия направляющего аппарата, чем достигается наилучшее использование турбины при всех режимах работы.

Общая конструктивная схема вертикальных поворотнолопастных турбин аналогична схеме радиально-осевых турбин, однако конструкция поворотнолопастных турбин гораздо сложнее из-за необходимости поворота лопастей рабочего колеса. Усложнена также и система регулирования вследствие одновременного регулирования поворота лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

На рис. 2-13 в качестве примера показана установленная на Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС наиболее крупная в мире поворотнолопастная гидротурбина мощностью 115 тыс. *квт* с рабочим колесом диаметром $D_1=9{,}3$ *м*, работающая при напоре 20 *м* со скоростью вращения 68,2 *об/мин*.

Ковшовые гидротурбины предназначаются для высоких напоров (от 300 до 1 800 *м*) и достигают значительных мощностей. Так, имеются ковшовые турбины мощностью 100 тыс. *квт*, работающие при напоре 760 *м*. На гидростанциях небольшой мощности такие турбины ставят и на напоры 70—100 *м*.

В отечественной гидроэнергетике ковшовые турбины не имеют большого применения. Однако прн высоких напорах свыше 500 *м* могут быть использованы в энергетике пока только ковшовые турбнны.

Ковшовые турбины выполняются с горизонтальным или вертикальным расположением вала. Горизонтальные турбины изготовляются с одним нли двумя колесами на валу. Подвод воды к рабочему колесу осуществляется одним или двумя соплами. В турбинах с вертикальным валом применяются от двух до шести сопел.

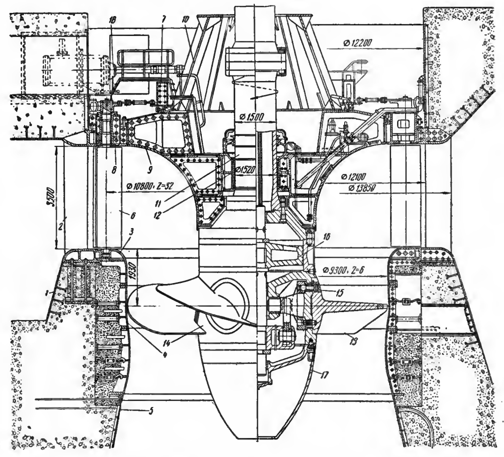


Рис. 2-13. Разрез поворотнолопастной турбины мощностью 115 тыс. *квт* и D_1=9,3 *м*.
1 — облицоака спирали; *2* — статор; *3* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *4* — камера рабочего колеса; *5* — облицовка отсасыаающей трубы; *6* — лопатка направляющего аппарата; *7* — регулнрующее кольцо; *8* — верхнее кольцо направляющего аппарата; *9* — крышка турбины; *10* — опора подпятника; *11* — вал; *12* — подшипник; *13* — рабочая лопасть; *14* — атулка колеса; *15* — уплотнение лопасти; *16* — сервомотор рабочего колеса; *17* — обтекатель; *18* — сервомотор направляющего аппарата.

Проточная часть ковшовых турбнн состонт из напорного коллектора (одного илн нескольких), подводящнх сопел, регулнрующей иглы, рабочего колеса и кожуха.

Одна из самых крупных ковшовых гндротурбин, установленная на гидроэлектростанции Куробегава (Япония), показана на рис. 2-14. Турбина вертикальная шестисопловая развнвает мощность 100 тыс. *квт* при напоре 580 *м* и скорости вращения 380 *об/мин.* Рабочее колесо турбины диаметром 2,64 *м* имеет 22 ковша (лопасти).

Диагональные турбины с поворотнымн лопастями, предложенные В. С. Квятковским, являются принцнпиально новым типом гндротурбин. За рубежом подобные турбины разработаны инж. Дериацем и уста-

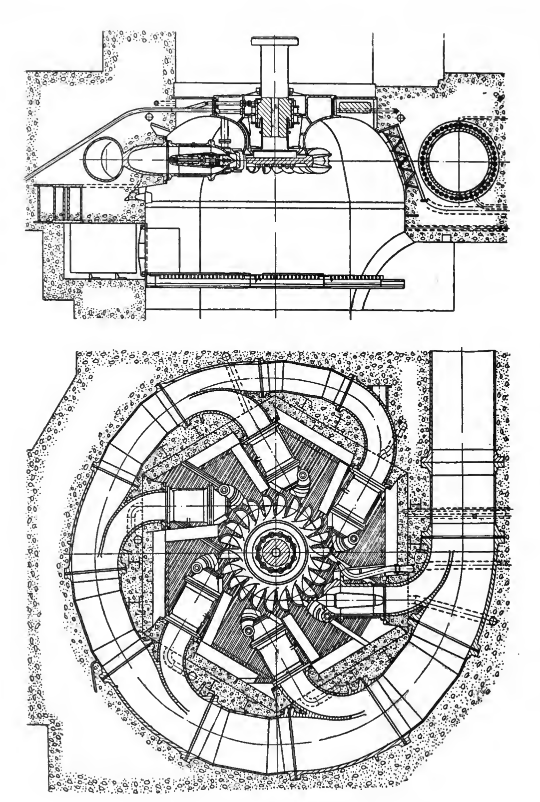


Рис. 2-14. Ковшовая турбина мощностью 100 тыс. *квт.*

новлены на ряде гидроэлектростанций, в том числе на гидроаккумулирующих.

В схеме диагональной турбины, показанной на рис. 2-15, металлическая спираль примыкает к коническому статору и сваривается с ним. Конический направляющий аппарат имеет профилированные лопатки переменного по высоте профиля. Вследствие конусного расположения направляющих лопаток опорные фланцы их подшипников предусмотрены шаровидной формы, что обеспечивает идентичность угловой установки и соосность всех подшипников. Связь направляющих лопаток с регулирующим кольцом осуществляется с помощью рычагов и серег, соединяющихся с шаровыми шарнирами. Рабочее колесо имеет поворотные лопасти с приводом от сервомотора, расположенного в развитой ступице колеса.

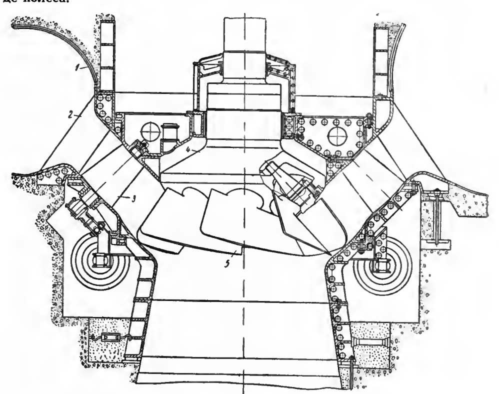


Рис. 2-15. Схема диагональной турбины.

1 — спираль; *2* — статор; *3* — направляющий аппарат; *4* — рабочее колесо; *5* — рабочие лопасти.

Опытный образец диагональной турбины мощностью 77 тыс. *квт* при напоре 61 *м* и $D_1=4{,}35$ *м* изготовлен и установлен в настоящее время на Бухтарминской ГЭС.

Диагональная турбина является промежуточной между радиально-осевой и поворотнолопастной турбинами. В ней сочетаются положительные качества поворотнолопастной турбины, сохраняющей высокое значение к. п. д. при разных режимах работы, с хорошими кавитационными свойствами радиально-осевых гидротурбин.

Однако сопоставление диагональной и радиально-осевой турбин одних и тех же параметров показывает, что вес и трудоемкость изготовления диагональной турбины значительно выше, усложняется также технология изготовления и сборки направляющего аппарата и рабочего колеса.

Двухперовая поворотнолопастная гидротурбина является новым типом вертикальной турбины. Она конструктивно отличается от обычной поворотнолопастной тем, что на каждом фланце рабочего колеса размещается не одна лопасть, а две. Благодаря этому уменьшается количество механизмов поворота лопастей, а следовательно, уменьшается диаметр втулки и пропускная способность турбины увеличивается, что положительно влияет на кавитационные свойства турбины и делает возможным применение турбин этого типа на повышенных напорах. Одновременно с улучшением кавитационных свойств повышается также к. п. д. турбины.

Улучшение энергетических и кавитационных показателей двухперовой турбины позволяет несколько увеличить ее мощность по сравнению с мощностью обычной поворотнолопастной турбины, имеющей такой же диаметр рабочего колеса, а также уменьшить вес колеса. В настоящее время двухперовая турбина (рис. 2-16) изготовлена в виде опытной и установлена на Уч-Курганской гидроэлектростанции. Мощность этой турбины 51,2 тыс. *квт* при максимальном напоре 36 *м*, скорости вращения 115,4 *об/мин* и диаметре рабочего колеса $D_1 = 5{,}0$ *м*.

Горизонтальные гидротурбины начали применяться для крупных гидроэлектростанций только в последние годы, и в практике гидротурбостроения еще не устаиовились их типовые конструкции. Горизонтальные гидротурбины давно отработанных типов применяются на мелких и средних гидроэлектростанциях. Основным типом таких конструкций является горизонтальная турбина со спиральной камерой, представленная на рис. 2-17. Турбина эта предназначена для работы при напорах до 140 *м* и может развивать мощность до 2,6 тыс. *квт*.

Из напорного трубопровода вода поступает в стальную спиральную камеру, состоящую из двух частей. Пройдя направляющий аппарат и рабочее колесо, вода через отводящее колено и отсасывающую трубу уходит в нижний бьеф.

Направляющий аппарат турбины имеет стальные кованые лопатки, помещенные между передней и задней крышками турбины.

Рабочее колесо посажено на вал консольно и крепится к нему двумя шпонками и фасонной гайкой. Вал турбины опирается на два подшипника: радиально-упорный и радиальный. Радиально-упорный подшипник, кроме опорного вкладыша, имеет двустороннюю пяту. Соединение турбины с генератором непосредственное, с помощью упругой муфты.

Турбина снабжена маховиком, применяемым для создания необходимого махового момента и обеспечения нормальной скорости вращения агрегата при внезапных изменениях нагрузки потребителя.

Капсульные гидроагрегаты. Одним из основных факторов, повышающих экономичность низконапорных гидроэлектростанций, может явиться применение нового типа достаточно мощных горизонтальных капсульных турбин, в которых благодаря спрямлению проточного тракта удается свести к минимуму гидравлические потери и тем самым повысить к. п. д. турбины и ее пропускную способность.

Применение горизонтальных капсульных гидроагрегатов с повышенной пропускной способностью позволяет несколько сократить длину напорного фронта и объем строительно-монтажных работ по зданию гидроэлектростанции и получить наиболее простые очертания турбинного блока.

Отечественные энергомашиностроительные заводы изготовили первые капсульные гидроагрегаты с рабочим колесом диаметром 5,5 и 6 *м*, установленные в настоящее время на строящихся гидроэлектростанциях. Создаются также гидроагрегаты с рабочим колесом диаметром $D_1 = 7{,}5$ *м*.

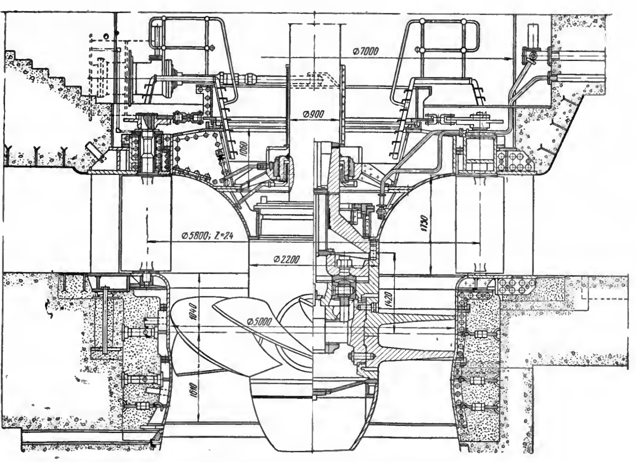


Рис. 2-16. Двухперовая поворотнолопастная турбина мощностью 51,2 тыс. *квт.*

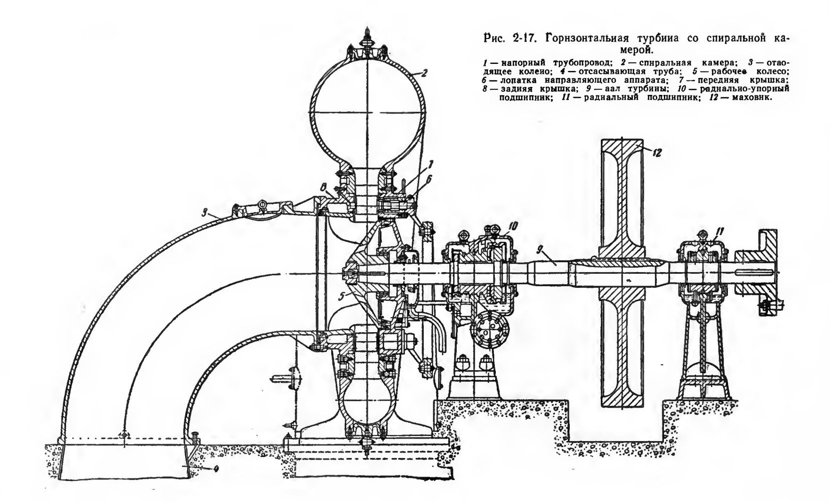


Рис. 2-17. Горизонтальная турбина со спиральной камерой.

1 — напорный трубопровод; *2* — спиральная камера; *3* — отводящее колено; *4* — отсасывающая труба; *5* — рабочее колесо; *6* — лопатка направляющего аппарата; *7* — передняя крышка; *8* — задняя крышка; *9* — вал турбины; *10* — радиально-упорный подшипник; *11* — радиальный подшипник; *12* — маховик.

Капсульный агрегат (рис. 2-18) состоит из кожуха (капсулы), установленного на передних опориых колоинах и колоннах статора турбины. Дополнительно кожух агрегата раскреплен в передней части мощными растяжками, создающими жесткость установки агрегата.

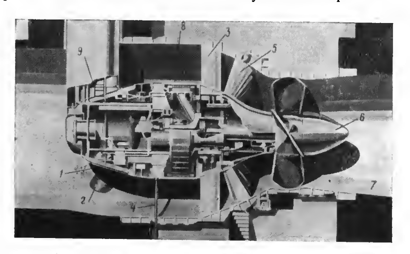


Рис. 2-18. Горизонтальный капсульный гидроагрегат.

1 — капсула; 2 — опорная колонна; 3 — колонна статора; 4 — растяжки; 5 — направляющий аппарат; 6 — рабочее колесо; 7 — камера рабочего колеса; 8 — генератор; 9 — проходная колонна.

Подвод воды к рабочему колесу осуществляется через статор турбииы и коиический иаправляющий аппарат. Поворотные лопасти рабочего колеса вращаются в полусферической рабочей камере. Верхние части водовода, статора турбины, камеры рабочего колеса и фуидамеитиого кольца съемные иезабетонированные.

В капсуле расположеи также генератор, ротор которого имеет одну опору и подпятник, а второй опорой агрегата является подшипник турбины. Доступ в капсулу осуществляется через проходную колонну, расположеииую в передией ее части. Через этот же лаз проходят и все электрические коммуникации агрегата. К подшипнику турбины доступ осуществляется через верхнюю полую колониу статора.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

КОНСТРУКЦИИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ГИДРОТУРБИН

3-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕТАЛЕЙ ГИДРОТУРБИН

В зависимости от функций, выполняемых в работе агрегата, и техиологии моитажа детали и узлы турбины удобно разделить иа четыре основные группы: закладные детали; рабочие механизмы; оборудование системы регулирования; вспомогательное оборудование турбины.

К закладным деталям вертикальных радиально-осевых турбин отиосятся спиральная камера, статор турбииы, фундаментное кольцо, облицовки отсасывающей трубы, шахты турбины и сервомоторов.

Закладиыми деталями поворотнолопастиых турбин являются иижняя и верхняя облицовки спиральиой камеры, нижиее кольцо направляющего аппарата, статор турбины, облицовки отсасывающей трубы, шахты турбины и сервомоторов.

В состав рабочих механизмов реактивных и активных гидротурбин входят рабочее колесо, направляющий аппарат, сервомоторы направляющего аппарата, вал турбины, направляющий подшипник.

Система автоматического регулирования гидротурбины состоит из колонки регулятора и маслонапорной установки.

К вспомогательным механизмам турбины относятся клапаны срыва вакуума, холостые выпуски, затворы и другие устройства.

3-2. СПИРАЛЬНЫЕ КАМЕРЫ

В бетонных спиральных камерах поворотнолопастных турбин для предохранения бетона от разрушения применяются металлические облицовки верхних и нижних конусов спирали из стальных листов, присоединяемых к фланцам статора.

Металлические спиральные камеры с круглыми сечениями для турбин средних напоров изготовляются из стальных листов, привариваемых

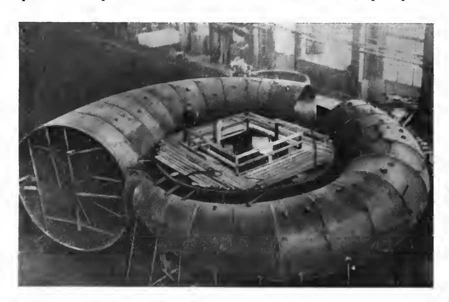


Рис. 3-1. Сварная спиральная камера.

к статору (рис. 3-1). При этом для разных сечений применяют листы различной толщины. Наиболее толстые листы ставятся во входном сечении спирали, и далее по мере уменьшения площади сечения толщина листов уменьшается.

В зависимости от размеров спиральной камеры звенья ее делаются составными в соответствии с нормальными размерами металлических листов и транспортными габаритами.

Толщина листов сварных спиральных камер устанавливается из условий нагрузки спирали только внутренним давлением воды, так как металлическая облицовка спиральной камеры является тонкостенной оболочкой и не может воспринимать значительных наружных усилий, которые могут ее сплющить. Поэтому сверху между наружной поверхностью спирали и бетоном применяется упругая прокладка, которая предохраняет спиральную камеру от наружного давления бетона и не передает внутреннего давления от спирали к бетону.

Литые спиральные камеры (рис. 3-2) применяются для высоконапорных турбин и служат обычно опорой турбины. На них монтируются направляющий аппарат, сервомоторы, направляющие подшипники и

Рис. 3-2. Литая спиральная камера.

другне детали. Из-за условнй транспортировки лнтые спиральные камеры выполияют разъемимыми нз нескольких частей, соединяемых между собой с помощью болтов. На заводе они полностью обрабатываются, проходят контрольную сборку н гидравлические испытаиия.

3-3. СТАТОРЫ ГИДРОТУРБИН

Для бетоииых спнральных камер статоры могут выполняться в виде отдельных колонн, закреплеииых в бетоие верхиего н иижиего конусов спиралн, лнбо с колоииамн, в верхней части прнсоедииеиными к верхнему кольцу иаправляющего аппарата, а вннзу заделаииыми в бетон (рис. 3-3). В современных конструкцнях турбни статоры нзготовляются чаще всего в виде кольцевой деталн, в которой опорные колоины объединены верхним и инжним ободами в едииую свариую или сварио-лнтую конструкцию (рис. 3-4).

Для металлнческих спиральных камер применяются кольцевые статоры цельиолнтые лнбо сварио-лнтые (рис. 3-5), верхнне и иижиие ободы которых нмеют кольцевые фланцы для прнваркн спиральной камеры.

В конструкциях гндроагрегатов с подпятникамн, расположенными на крышке турбины, передача осевой иагрузки к фундаменту машниого здания более удобио н надежио осуществляется с помощью кольцевого статора.

Статор с отъемиымн колоннамн без иижиего обода более прост в изготовленни, но вследствне отсутствня нижиего обода возможеи перекос направляющего аппарата прн усадке бетоиа.

В сварио-литой коиструкции статора верхиий н инжний ободы и колоины отливаются отдельно из стали и затем сварнваются в едииую конструкцню. Прн сварной коиструкцни верхиий и иижиий ободы изготовляются с помощью сварки из стальиого проката н вальцованиых нли штампованиых лнстов. В завнсимостн от габаритов статора производится деленне его иа отдельные сегмеиты, соеднияемые болтами.

Размеры колонн статора в плане, нх конфнгурация и расположеиие определяются геометрнческой формой спиральиой камеры, условиямн обтекання колонн потоком и требоваииями прочиостн.

3-4. КАМЕРА РАБОЧЕГО КОЛЕСА

Проточная поверхность камеры рабочего колеса (рис. 3-6) обычио цилиндрнческая кверху от оси лопастей рабочего колеса и сфернческая ниже оси — для уменьшения зазоров между лопастямн н камерой в про-

цессе работы турбины при повороте лопастей. Цилиндрическая форма верхней части камеры позволяет производить монтаж и демонтаж рабочего колеса сверху. В нормализованной камере рабочего колеса общая высота камеры принимается $H_{к}=(0,5 \div 0,53)D_{I}$.

Обычно камера рабочего колеса состоит из нижнего кольца *1* направляющего аппарата и нескольких кольцевых стальных частей (поя-

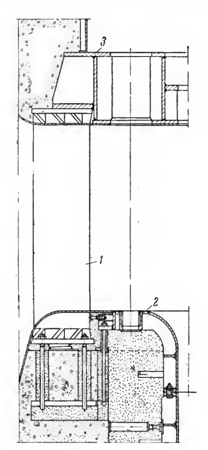


Рис. 3-3. Статор с отъемными колоннами.

1 — колонны статора; *2* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *3* — верхнее кольцо направляющего аппарата.

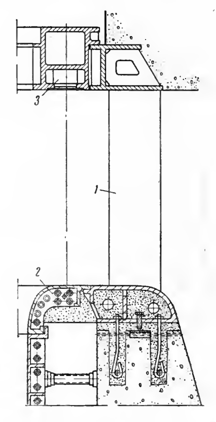


Рис. 3-4. Кольцевой статор.

1 — статор; *2* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *3* — верхнее кольцо направляющего аппарата.

сов) *2*, соединенных между собой болтами. В последних конструкциях турбин камеры часто выполняются сварными из вальцованных или штампованных стальных листов. В некоторых конструкциях камер нижнее кольцо направляющего аппарата выполняется отъемным и не бетонируется. Это дает возможность производить монтаж камеры и бетонирование ее вне зависимости от готовности направляющего аппарата. Верхним фланцем камера соединена со статором *3*, а нижним опирается на фундаментные балки *4* и соединяется с облицовкой конуса отсасывающей трубы *5* через сопрягающий пояс *6*. Для лучшего соединения с бетоном и увеличения жесткости камера на наружной поверхности имеет ребра. В центральной части камеры против оси лопастей рабочего колеса обычно предусматривается отъемный небетонируемый сегмент, который дает возможность вынимать лопасти рабочего колеса.

Камера рабочего колеса подвержена действию переменных сил, возникающих при вращении рабочего колеса вследствие чередования повы-

шенных и пониженных давлений, что вызывает иногда расшатывание камеры. Особенно опасны такие колебания для турбин больших размеров, у которых по условиям транспортировки камера выполняется составной из отдельных сегментов, соединенных между собой в вертикальной и горизонтальной плоскостях фланцами с болтами. Подвергаясь переменным нагрузкам, болтовые соединения могут ослабеть и привести

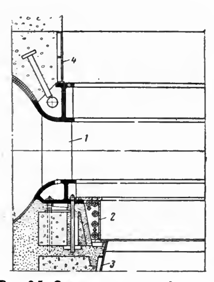


Рис. 3-5. Статор металлической спиральной камеры.

1 — статор; 2 — фундаментное кольцо; 3 — облицовка конуса отсасывающей трубы; 4 — облицовка шахты турбины.

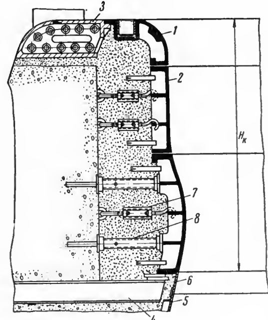


Рис. 3-6. Камера рабочего колеса.

к нарушению стыков. Для лучшего закрепления камеры в основном бетоне применяются растяжки *7* и распорные домкраты *8*.

В радиально-осевых гидротурбинах вместо камеры рабочего колеса применяется фундаментное кольцо (см. рис. 3-5), которое соединено со статором турбины. На внутренний фланец фундаментного кольца устанавливается нижее кольцо направляющего аппарата и неподвижное уплотнение рабочего колеса, а к нижнему фланцу присоединяется облицовка конуса отсасывающей трубы. При монтаже, ревизиях и демонтаже турбины фундаментное кольцо служит опорой рабочего колеса с валом.

Фундаментное кольцо изготовляется, как правило, литым чугунным. Нижняя часть его для предохранения от разрушения кавитацией иногда облицовывается стальными листами. В некоторых случаях фундаментное кольцо выполняется сварным из стального проката.

3-5. НАПРАВЛЯЮЩИЕ АППАРАТЫ РЕАКТИВНЫХ ГИДРОТУРБИН

В современных конструкциях гидротурбин применяются следующие типы направляющих аппаратов:

цилиндрический (радиальный), оси лопаток которого параллельны друг другу и расположены на цилиндрической поверхности;

конический с осями лопаток, расположенными на конической поверхности;

осевой, в котором оси лопаток расположены радиально по отношению к оси агрегата.

Преимущественное распространение получил цилиндрический направляющий аппарат как наиболее простой по конструкции и изготовлению. На рис. 3-7 показан цилиндрический направляющий аппарат крупной поворотнолопастной турбины. Направляющие лопатки *1* рас-

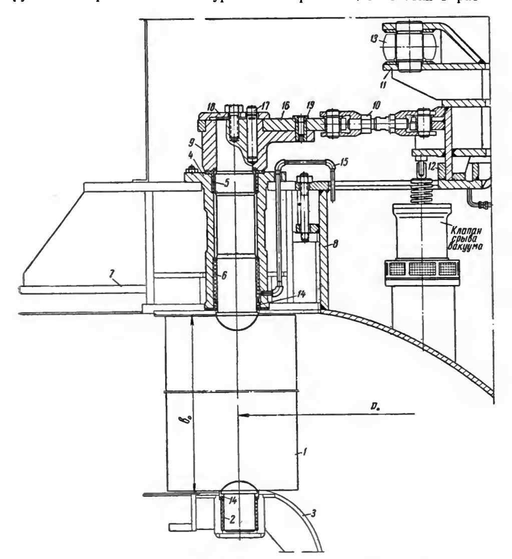


Рис. 3-7. Направляющий аппарат поворотнолопастной турбины.

полагаются по окружности D_0 сразу за статором на входе в турбину. Нижняя цапфа лопатки направляется втулкой *2* в нижнем направляющем кольце *3*, установленном на внутреннем нижнем фланце статора турбины. Верхняя цапфа направляется подшипником *4*, имеющим две втулки *5* и *6*. Подшипник установлен в верхнем кольце направляющего аппарата *7*, которое наружным фланцем опирается на верхний фланец статора. На внутренний фланец кольца устанавливается крышка турбины *8*. Посредством рычага и регулируемой при монтаже серьги *10* верхний конец цапфы лопатки соединен с регулирующим кольцом *11*, уста-

новленным на опоре *12* регулирующего кольца. Тягами *13* регулирующее кольцо соединяется с сервомоторами направляющего аппарата. При перемещении поршней сервомоторов регулирующее кольцо поворачивается и с помощью серег и рычагов открывает или закрывает лопатки направляющего аппарата.

Для обеспечения закрытия направляющего аппарата и остановки турбины в случаях попадания посторонних предметов между смежными лопатками в приводе направляющих лопаток предусматривается ломкое соединение, которое при этом нарушается, но направляющий аппарат все же закрывается, за исключением лопаток, между которыми попали посторонние предметы. В большинстве современных конструкций ломкое соединение выполняется в виде срезного цилиндрического штифта *19*, устанавливаемого в верхней части рычага *16* и его втулки *9*. Рычаг заклинивается на верхней цапфе лопатки с помощью штифта *17*. Крышка лопатки *18* устанавливается на рычаг сверху и соединяется болтом с верхней цапфой. На этом болте лопатка подвешивается, опираясь через втулку рычага на торец подшипника, что дает возможность установить лопатку с одинаковыми верхним и нижним торцевыми зазорами.

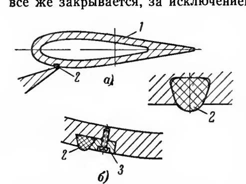


Рис. 3-8. Резиновые уплотнения направляющего аппарата.

а — резиновое уплотнение зазора между лопатками; *б* — уплотнение с прижимной планкой; *1* — лопатка; *2* — уплотнение; *3* — прижимная планка.

Для предотвращения протечек воды из турбины по цапфам направляющих лопаток устанавливаются уплотнения *14*, состоящие из резиновых или кожаных манжет. Вода, просачивающаяся через манжету верхней цапфы, собирается в кольцевую проточку в корпусе подшипника и отводится по трубе *15* в крышку турбины.

Опорные втулки подшипника и нижней цапфы выполняются из бронзы или лигнофоля. Лигнофоль представляет собой древеснослоистый пластик из березового шпона и обладает высокими механическими и антифрикционными свойствами. При бронзовых втулках в качестве смазки применяется густое масло или солидол. Лигнофолевые втулки смазываются водой или густым маслом.

Лопатки направляющего аппарата отливаются стальными пустотелыми совместно с цапфами. В последнее время начали также широко применяться сварные конструкции, состоящие из литых цапф и сварного пера лопатки.

Для предотвращения протечек воды в закрытом положении направляющего аппарата в крупных гидротурбинах применяются резиновые уплотнения. В теле лопатки у входной кромки в месте соприкосновения лопаток строгается паз в виде ласточкина хвоста, в который закладывается специальный резиновый шнур (рис. 3-8,*а*). Надежность резинового уплотнения может быть обеспечена применением прижимной планки (рис. 3-8,*б*). Такие же шнуры закладываются в кольцевые пазы, проточенные в нижнем кольце направляющего аппарата и в облицовке верхнего кольца направляющего аппарата. В закрытом положении выходная кромка каждой лопатки прижимается к резиновому шнуру соседней лопатки, а шнуры в верхнем и нижнем кольцах уплотняют зазоры в торцах. В высоконапорных турбинах направляющие лопатки уплотняются чаще всего путем точной пригонки их друг к другу так, чтобы в закрытом положении лопаток зазора между ними не было.

Суммарный торцевой зазор между лопаткамн н ннжннм н верхннм кольцами иаправляющего аппарата для средних турбин может быть в пределах 0,5—0,6 *мм*, а для крупных — до 1,5 — 2,0 *мм*. Прн установлеинн требуемого торцевого зазора в гидротурбинах с подпятником, расположеиным на крышке турбииы, иеобходнмо учитывать, что при работе гидроагрегата пронзойдет иекоторая осадка верхнего кольца иаправляющего аппарата в результате передачн на него осевого гндравлического усилия н веса ротора агрегата, поэтому торцевые зазоры уменьшатся н в случае недостаточного торцевого зазора лопаткн могут оказаться зажатымн.

Направляющий аппарат раднально-осевых турбнн коиструктивно не отлнчается от направляющего аппарата поворотиолопастных турбин. Существенное различие заключается лншь в том, что верхнее кольцо направляющего аппарата объедннено в одну деталь с крышкой турбииы. Выем направляющих лопаток в радиальио-осевых турбииах без подъема крышки турбины не предусматрнвается.

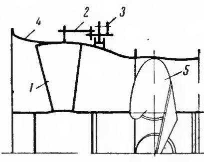


Рис. 3-9. Схема осевого направляющего аппарата.

Коническнй направляющий аппарат примеияется для специальных типов турбии, в том числе для диагоиальных (см. рис. 2-15) и горнзонтальных капсульиых гндроагрегатов. Благодаря наклонному положеиию лопаток он имеет меиьшне габариты и требует меиьшего пространства для размещеиия. Однако наклоииое положеиие лопаток вызывает усложнеиие конструкцин н технологические трудности в исполнении из-за иеобходимостн применения пространственных шарниров и перемеиного по высоте профнля коннческих лопаток.

Осевой направляющнй аппарат (рис. 3-9) прнмеияется в горизонтальных гидротурбииах, имеющих прямоосный неспиральный подвод воды. Направляющие лопаткн *1* размещеиы перед рабочим колесом *5* в напорном патрубке *4*, который для сохранения постоянства зазоров у наружиого торца лопаток имеет полусферическнй профиль. Поворот лопаткн осуществляется рычагом *2*, который с помощью серьгн н пространствеиных шарннров соединен с регулирующнм кольцом *3*.

Коиструкция верхнего кольца направляющего аппарата н крышки турбины зависнт от размеров, типа н общей компоновкн турбииы. В поворотиолопастных турбинах большнх размеров верхиее кольцо иаправляющего аппарата выполняется отдельной деталью. В раднально-осевых турбииах верхнее кольцо н крышка турбнны объедииены в одну конструкцию.

В последних конструкцнях турбии верхнее кольцо н крышка турбины выполияются сварными нз элементов коробчатого сечеиия. По транспортиым условням они нзготовляются из нескольких частей с болтовымн соедииеннямн.

Верхнее кольцо иаправляющего аппарата поворотнолопастных турбин отъемное н бетоннруется только в случае, когда статор выполиен в виде отдельных колонн.

Регулирующее кольцо передает уснлие от сервомоторов через снстему рычагов одновременно ко всем лопаткам направляющего аппарата. В верхней части кольцо нмеет одну нлн две проушнны для пальцев цилиндрическнх шарннров, соеднняющих его с сервомоторамн. В ннжней части кольца расположены проушнны для шарннров серег. По условиям

транспортирования регулирующее кольцо изготовляется из нескольких частей, соединяемых между собой болтами.

Полость опоры регулирующего кольца для уменьшения усилия сервомоторов при поворотах регулирующего кольца заливается маслом.

3-6. СЕРВОМОТОРЫ НАПРАВЛЯЮЩЕГО АППАРАТА

Поворот лопаток направляющего аппарата осуществляется с помощью одного или двух сервомоторов. Схема привода с одним сервомотором сложна, создает неравномерную нагрузку регулирующего кольца и поэтому применяется в основном для небольших гидротурбин. При двух сервомоторах (рис. 3-10) на регулирующем кольце создается пара сил, нагрузка распределяется более равномерно и силовая схема получается проще.

Привод с двумя сервомоторами применяется в современных средних и крупных гидротурбинах. В таком приводе сервомоторы закрепляются на фланцах специальных ниш в металлической облицовке шахты турбины. Один из сервомоторов снабжается стопорным устройством, позволяющим стопорить (запирать) турбину в закрытом положении направляющего аппарата, так как иначе под давлением воды при снятом давлении масла в сервомоторах направляющий аппарат может открыться.

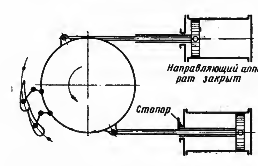


Рис. 3-10. Схема сервомоторов направляющего аппарата.

На рис. 3-11 показан поршневой сервомотор, устанавливаемый на опорной плите вне регулирующего кольца. В цилиндре *1* сервомотора, закрытом задней *2* и передней *3* крышками, перемещается поршень *4*. Сквозь переднюю крышку проходит направляющий шток *5*, на котором и закреплен поршень. Шарниром *6* поршень соединен с тягой *7*, идущей к регулирующему кольцу. На передней крышке сервомотора установлен корпус стопора *8*. Для предотвращения протечек масла вдоль штока через переднюю крышку на ней применено сальниковое уплотнение *11*.

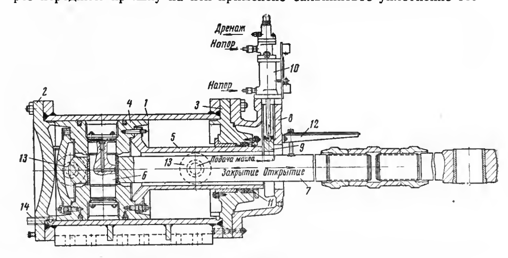


Рис. 3-11. Разрез поршневого сервомотора направляющего аппарата.

Запирание сервомотора производится стопором *9*, который при крайнем левом положении поршня опускается между торцом штока и корпусом стопора. Перемещение стопора осуществляется его сервомотором *10*. Положение поршня основного сервомотора определяется указателем *12*.

Цилиндр сервомотора имеет два фланца *13*, к которым подсоединены масляные трубопроводы. Подачей масла в ту или другую полость сервомотора производится перемещение поршня из одного положения в другое. Выпуск масла из цилиндров происходит через отверстия в корпусе цилиндра по трубкам *14* и далее в лекажный агрегат для сбора масла и транспортировки его в масляное хозяйство.

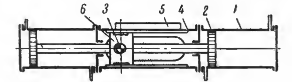


Рис. 3-12. Схема плунжерного прямоосного сервомотора направляющего аппарата.

В конце хода на закрытие предусмотрено торможение поршня, предотвращающее возможный удар поршня о заднюю крышку при резком закрытии направляющего аппарата. Торможение происходит вследствие того, что перепускной канал перекрывается поршнем, не доходя до крайнего левого положения, и поэтому масло имеет возможность перетекать только через дросселирующее отверстие. Из-за малого диаметра дросселирующего отверстия происходит повышение давления в левой полости сервомотора, что сдерживает движение поршня.

В последних отечественных и зарубежных конструкциях гидротурбин начали устанавливаться плунжерные прямоосные или изогнутые (торовые) сервомоторы непосредственно на крышке турбины.

На рис. 3-12 показана схема плунжерного прямоосного сервомотора, установленного над регулирующим кольцом. Сервомотор имеет два цилиндра *1*. Корпус *4* сервомотора опирается на крышку турбины с помощью консольной опоры *5*. Прямолинейное перемещение плунжера *2* сервомотора осуществляется при подаче масла в цилиндры. Плунжер в средней части имеет ползун *6* с цилиндрическим шарниром *3*, связанным с регулирующим кольцом и перемещающим его при перемещении плунжера.

Рис. 3-13. Торовый плунжерный сервомотор направляющего аппарата.

В этом варианте привода конструкция сервомотора проста, но его установка над регулирующим кольцом сложна. Требуется также много места на крышке турбины для установки сервомоторов, и поэтому такая схема применима только при больших габаритах турбины.

Конструкция и работа изогнутого (торового) плунжерного сервомотора (рис. 3-13) аналогичны конструкции и работе плунжерного пря-

моосного сервомотора. Технология изготовления изогнутого сервомотора более сложна, но его удобнее располагать на крышке из-за большей компактности.

Нормальное давление масла в системе регулирования турбин 25 *кГ/см²* и минимальное, при котором должно обеспечиваться аварийное закрытие направляющего аппарата, 12—14 *кГ/см²*. В последних конструкциях гидроагрегатов в системе регулирования применяется давление масла 40 *кГ/см²*.

3-7. РАБОЧИЕ КОЛЕСА РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

Конструкция и технология изготовления рабочего колеса радиально-осевой турбины зависит от его габаритов и напора, для которого оно предназначено. В настоящее время для радиально-осевых турбин применяются рабочие колеса со штампованными лопастями, заливаемыми

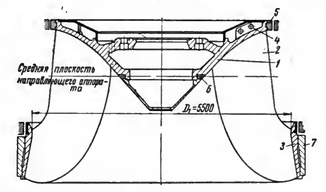


Рис. 3-14. Разъемное рабочее колесо радиально-осевой турбины, $D_1=5{,}5$ *м*.

в чугунную ступицу и нижний обод, цельнолитые, сварные с профилированными лопастями, сборные сварно-литые. Рабочие колеса со штампованными залитыми лопастями применяются для турбин небольшой мощности, работающих при малых напорах.

Рабочие колеса средне- и высоконапорных турбин изготовляются стальными литыми или сварно-литыми, при этом рабочие колеса мощных турбин по условиям транспортирования могут быть изготовлены разъемными из двух и более частей. Сборка их осуществляется при монтаже на месте установки.

На рис. 3-14 показано рабочее колесо мощной гидротурбины диаметром 5,5 *м* с радиальным разъемом. Рабочее колесо, состоящее из ступицы *1*, лопастей *2* и нижнего обода *3*, отлито из трех частей, соединенных между собой по ступице болтами *4*, верхним бандажом *5* и бандажом ступицы *6*, а по нижнему ободу бандажом *7*. Все бандажи надеваются на колесо в нагретом состоянии.

Такое соединение частей рабочего колеса при этих габаритах не решает полностью вопроса его транспортабельности. Части рабочего колеса получаются габаритными и могут быть перевезены по железной дороге, но нижний бандаж остается негабаритным и доставка его на место установки турбины представляет большие затруднения.

Гораздо удачнее выполнено рабочее колесо турбины Братской гидроэлектростанции (рис. 3-15). Оно изготовлено в виде сварно-литой конструкции. Отдельно отлитые из стали лопасти *1*, нижний обод *2* и ступица *3* свариваются между собой на заводе электросваркой с последующей термической обработкой. Такая конструкция рабочего колеса

упрощает технологический процесс получеиия отлнвок и позволяет более точно отлнть н обработать лопасти, ннжннй обод н ступицу. Кроме того, раздельное нзготовлеиие отливок дает возможность прн сборке устаиовить лопасти более точно, чем при изготовлении цельнолитого колеса, что положительно сказывается на его гндравлическнх качествах.

Вследствне того что рабочее колесо целнком не может траиспортироваться по железной дороге, оно выполиено из двух снмметричиых частей, соединяемых между собой по ступице припасоваиимн болтами *4*, а по нижнему ободу — электросваркой. При таком выполнеиии рабочего колеса исключается бандаж.

Рабочне колеса высоконапорных турбии выполияются чаще всего литыми стальными, однако в последиих конструкциях иачалн нногда

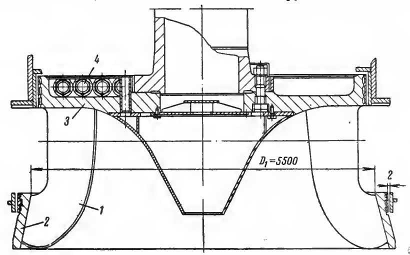


Рис. 3-15. Сварно-литое рабочее колесо радиально-осевой турбины.

применяться и сварные колеса. Поверхности рабочих колес этих турбнн подвержены интенсивному износу нз-за большнх скоростей потока, иесущего всегда много взвешениых примесей. Поэтому рабочие колеса на высокие напоры изготовляются из углеродистых сталей повышенной твердостн или нз нержавеющих сталей. Конструкция таких турбин должна допускать быструю замеиу нзношениых рабочих колес иовыми без демоитажа агрегата.

3-8. РАБОЧИЕ КОЛЕСА ПОВОРОТНОЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН

Втулки, лопасти и обтекатели рабочих колес поворотнолопастиых гидротурбин изготовляются литыми из кавнтациоиностойких сталей, а элементы механнзмов поворота лопастей — из высокопрочных сталей. Для лопастей чаще всего прнменяются нержавеющие стали.

Соединеиие рабочего колеса с валом турбииы осуществляется с помощью отдельного промежуточиого элемента втулки — крышки рабочего колеса, к которой н крепится фланец вала. В некоторых конструкциях турбии крышка рабочего колеса отсутствует, ио в этих случаях вал имеет расширенный иижиий флаиец и крепится им непосредствеиио к втулке.

Механизм поворота лопастей состоит нз сервомотора, являющегося двигателем, и рычажиой снстемы, соедиияющей шток или иепосредственно поршень сервомотора с крнвошипами, расположеииымн на цапфах лопастей. Поворот лопастей рабочего колеса пронзводится давлеинем масла, поступающего из маслоиапорной установкн регулятора ско-

ростн через золотик комбннатора и маслоприеминк рабочего колеса в соответствующие полости штаиги, проходящей внутри вала. По штанге масло поступает в полость цнлиндра сервомотора иад поршием нли под ннм. При этом поршеиь сервомотора, передвнгаясь под действнем масла вверх нли винз, перемещает рычажную систему, с помощью которой и поворачнваются лопасти.

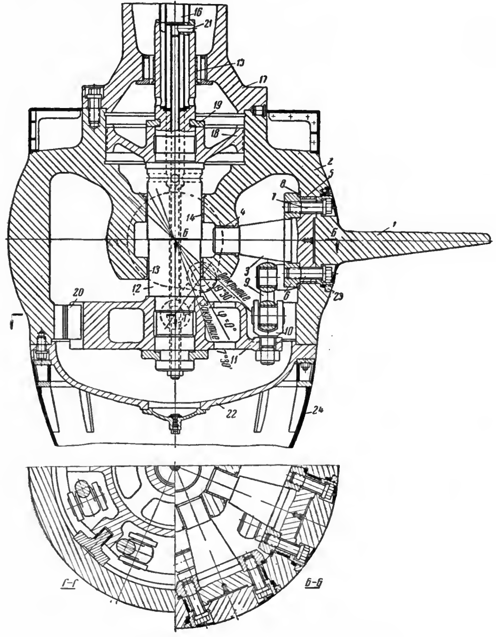


Рис. 3-16. Рабочее колесо поворотнолопастной турбииы.

По способу соедииеиия рычажиой системы с поршнем сервомотора рабочне колеса можно разделить на крестовинные и бескрестовииные. В рабочем колесе крестовнного тнпа система рычагов соедииется с поршием сервомотора через крестовнну, иасажнваемую на шток. В ра-

бочем колесе бескрестовинного типа система рычагов крепится непосредственно к поршню сервомотора.

На рис. 3-16 показана конструкция рабочего колеса крестовинного типа крупной поворотнолопастной гидротурбины с восемью лопастями *1*. Наружная поверхность корпуса *2* обработана по шару, что уменьшает торцевые зазоры между пером лопасти и корпусом при разных углах поворота лопастей.

Цапфы лопастей *3* опираются на бронзовые втулки *4*, *5*. На цапфы с внутренней стороны насажены рычаги *6*, а к наружной стороне присоединены лопасти. Фланец лопасти, фланец цапфы и рычаг стягиваются между собой болтами *7* и фиксируются друг относительно друга цилиндрическими шпонками.

Центробежные силы в лопастях, возникающие при вращении колеса, воспринимаются бронзовыми кольцами *8*. Эксцентрично расположенные пальцы рычагов при помощи серег *9* и проушин *10* соединяются с крестовиной *11*, закрепленной на штоке *12*. Шток направляется в бронзовых втулках *13*, *14*, *15*, расположенных соответственно во фланце вала и внутреннем приливе корпуса. К верхнему концу штока присоединяется штанга *16* с двумя полостями для подачи масла в сервомотор рабочего колеса. Цилиндр сервомотора образован непосредственно в верхней части корпуса. Крышкой цилиндра является фланец вала *17* турбины. Внутри цилиндра перемещается поршень *18*, закрепленный на штоке разъемным закладным кольцом *19*. Для предохранения крестовины от поворота при наклонном положении серег в корпусе колеса предусмотрены две скользящие шпонки *20*, входящие в соответствующие пазы крестовины.

Через штангу, состоящую из двух труб, расположенных одна внутри другой, к сервомотору подается масло под давлением. При подаче масла в пространство над поршнем он будет двигаться вниз и с помощью штока, крестовины и серег поворачивать лопасти на открытие. Подача масла под поршень будет перемещать его вверх, и лопасти закроются. Излишек масла вытесняется из цилиндра через центральную трубку *21*. Нижняя часть корпуса колеса всегда заполнена маслом, поступающим в виде протечек по штоку из нижней полости сервомотора. Снизу корпус закрыт днищем *22*, предотвращающим протечки масла из корпуса. Для предотвращения протечек масла через лопасти, а также попадания внутрь корпуса воды между корпусом и фланцами лопастей устанавливаются специальные уплотнения *23*.

К днищу корпуса прикрепляется обтекатель *24*, служащий для направления потока за рабочим колесом.

Периферийные кромки лопастей обрабатываются с таким расчетом, чтобы зазор между ними и камерой составлял не более 0,001 от диаметра рабочего колеса (D_1).

В последнее время отечественными заводами созданы новые конструкции рабочих колес с более простыми схемами привода лопастей без штока и крестовины. Одна из конструкций рабочего колеса без штока и крестовины с совмещенными полостями сервомотора и механизма поворота лопастей приведена на рис. 3-17. Такое исполнение рабочего колеса менее трудоемко и вес его меньше. Кроме того, центр тяжести рабочего колеса повышается и приближается к направляющему подшипнику турбины, что благоприятно сказывается на работе подшипника.

Уплотнения рабочих лопастей в современных конструкциях гидротурбин выполняются чаще всего съемными для удобства ремонта их без выема лопастей колеса. Одна из конструкций уплотнения представлена на рис. 3-18. Это уплотнение состоит из кольца *1*, крепящегося болтами к фланцу лопасти *2*. В цилиндрические выточки кольца уста-

новлены пружины *3*, упирающиеся в прижимное кольцо *4*, которое крепится к кольцу винтами *5* и имеет возможность перемещаться вертикально. Для предотвращения протечек масла через зазоры между коль-

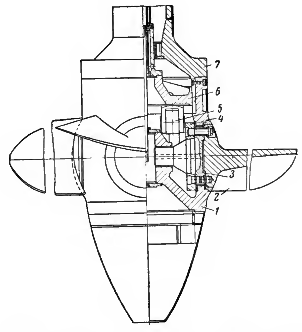


Рис. 3-17. Рабочее колесо поворотнолопастной турбины без штока и крестовины.

1 — втулка; *2* — рабочая лопасть; *3* — цапфа; *4* — рычаг; *5* — серьга; *6* — поршень сервомотора; *7* — вал турбины.

цом лопасти и прижимным кольцом предусмотрена цельная резиновая мембрана *6*, которая крепится двумя разъемными кольцами *7* и *8* соответственно к кольцу лопасти и прижимному кольцу. Все эти детали при повороте лопасти перемещаются вместе с ней. К торцевой полости окна в корпусе *9* рабочего колеса с помощью упорного кольца *10* прикреплено резиновое уплотнительное кольцо *11*. К его выступающей части давлением масла, находящегося в корпусе колеса, и усилием пружин, движущихся вместе с лопастью, прижимается кольцо *4*. Уплотнение закрывается облицовкой *12*, наружная поверхность которой обтекается водой. Все детали уплотнения выполняются разъемными, за исключением кольца лопасти, прижимного кольца, резиновых мембран и уплотнительного кольца.

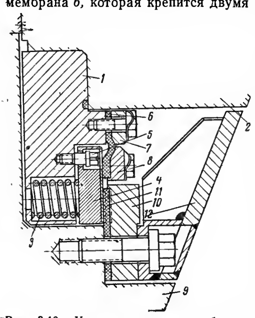


Рис. 3-18. Уплотнение лопасти рабочего колеса.

3-9. МАСЛОПРИЕМНИКИ

Подвод масла под давлением к сервомотору рабочего колеса поворотнолопастной турбины осуществляется с помощью маслоприемника, который располагается обычно на возбудителе генератора и охватывает вращающиеся трубчатые штанги, проходящие внутри вала агрегата. Схема подвода масла к лопастям рабочего колеса показана на рис. 3-19.

Маслоприемник представляет собой конический корпус *1*, разделенный на отдельные камеры для масла. Внутри него находятся направляющие для головки штанги *2*. Сверху к головке штанги присоединяется траверса *3*, осуществляющая связь штанги с тросовым приводом обратной связи с золотником регулятора, а также привод специального генератора электрической связи с регулятором. Штанга состоит из наружной *4* и внутренней *5* стальных труб, приваренных к фланцам *6*. К наружной трубе приварены цилиндрические направляющие *7*, скользящие по бронзовым втулкам *8*, установленным возле плоскостей разъема вала агрегата. Каждый фланец имеет отверстия и прорези для свободного прохода масла.

Рис. 3-19. Схема маслоприемника и штанги рабочего колеса.

После установки штанги в валу образуются три полости *a*, *b* и *c* для прохода масла. Полость *a* соединена со сливным резервуаром маслонапорной установки и является безнапорной. Полость *b* между валом и наружной трубой штанги соединяется со сливной камерой маслоприемника и служит для слива масла из внутренней полости рабочего колеса. Через полость *b* между наружной и внутренней трубами масло поступает под поршень сервомотора, а через полость *c* внутренней трубы масло подается сверху поршня сервомотора. Наверху напорные полости соединяются с напорными камерами маслоприемника.

На рис. 3-20 показана современная нормализованная конструкция маслоприемника отечественных гидротурбин. Маслоприемник состоит из нижней ванны *1* и корпуса *2*, имеющего патрубки *3* для присоединения напорных масляных труб к напорно-сливным камерам *b* и *c*. На напорном патрубке установлен манометр *4*. Внутри нижняя ванна имеет горловину, к которой подходит маслоотражательное кольцо *5*, создавая лабиринтное уплотнение, предотвращающее протечки масла из сливного резервуара на генератор.

Головка штанги *6* направляется внутри корпуса втулками *7*. Сверху к головке штанги присоединена через два шарикоподшипника траверса *8*. Перемещаясь со штангами, траверса служит приводом обратной связи с золотником регулятора, которая в данной конструкции выполнена в виде тросовой передачи *9*. Ролик передачи *10* закреплен на

кронштейне в корпусе маслоприемника. К траверсе крепится также указатель положения лопастей рабочего колеса. В головку траверсы входит шлицевый валик *11*, на который насажен ротор генератора электропривода маятника регулятора. При вращении штанги вращается и ролик с ротором генератора, отражая все колебания скорости вращения рабочего колебания турбины. Шлицевое соединение позволяет головке штанги свободно перемещаться в вертикальном направлении по валику при движениях поршня сервомотора.

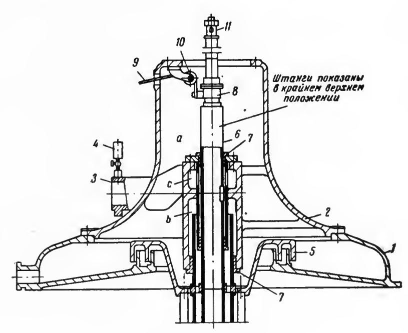


Рис. 3-20. Маслоприемник.

Маслоприемник, штанга и маслопроводы представляют собой замкнутый контур блуждающих токов, вызывающих коррозию деталей. Поэтому во внешних соединениях маслоприемника предусматривается установка изоляционных прокладок и втулок, прерывающих этот контур.

Штанги в маслоприемнике одновременно вращаются и перемещаются в осевом направлении, что обусловливает необходимость при монтаже очень тщательно центровать маслоприемник относительно штанги. Втулки маслоприемника являются не только направляющими головки штанги, но и служат для уплотнения и предохранения от чрезмерных протечек масла из напорных камер в сливную полость. Поэтому большие зазоры в них не допускаются.

3-10. ВАЛЫ ГИДРОТУРБИН

Вал вертикальной турбины представляет собой обечайку с толстыми стенками и фланцами на ее концах. Центральное отверстие внутри вала используется в поворотнолопастных турбинах для подвода масла к рабочему колесу, а в радиально-осевых — для подачи воздуха под рабочее колесо с целью уменьшения явлений кавитации. Это отверстие позволяет также контролировать состояние металла путем перископического осмотра внутренней поверхности вала.

В зависимости от компоновки машинного здания и конструкции агрегата вал его может состоять из двух частей — вала турбины и вала генератора либо из трех частей — вала турбины, промежуточного вала и вала генератора. Все соединения валов между собой и с рабочим колесом турбины производятся жесткими фланцами. В последнее время вал гидроагрегата все чаще стал выполняться общим, что упрощает конструкцию и изготовление агрегата, снижает стоимость и уменьшает его габариты по высоте. Общий вал агрегата имеет только один фланец для крепления рабочего колеса, что устраняет возможность излома линии вала во фланцевых соединениях, а также облегчает монтаж и ремонты гидроагрегата.

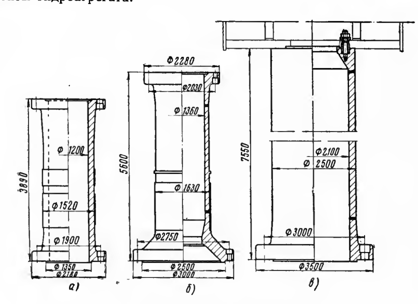


Рис. 3-21. Валы гидротурбин.

а — кованый аал; *б* — сварной вал турбины с расширенным фланцем; *в* — сварной вал турбины мощностью 500 тыс. *квт*.

Спокойная и надежная работа гидроагрегата в значительной степени зависит от качества соединения валов между собой и с сопрягаемыми деталями, соосности рабочих поверхностей вала с его геометрической осью, величины зазоров между валом и подшипниками, соосности вала турбины и ротора генератора и величины излома линии вала во фланцевых соединениях. При проектировании, изготовлении и монтаже валов на эти условия следует обращать особое внимание.

Соединение вала турбины с рабочим колесом, а также фланцев валов турбины и генератора производится с помощью чистых припасованных болтов, работающих на растяжение и срез. Болты в центральной части имеют точно обработанный шлифованный пояс, вставляемый в отверстие с зазором не более 0,02—0,04 *мм*. Надежность фланцевого соединения обеспечивается только при условии точного центрирования фланцев сопрягаемых деталей с помощью буртика и выточки. Для этого центрирующий буртик обрабатывается с допуском, соответствующим плотной посадке, и с учетом действительного диаметра выточки. Окончательная обработка отверстий болтов производится совместно в двух сопрягаемых деталях с помощью развертки.

При изготовлении валов выпуклости на торцевых сопрягаемых поверхностях фланцев, определяемые щупом и контрольной линейкой, допускаются не более 0,03 *мм* на 1 000 *мм* диаметра фланца вала, а бие-

нне иаружных торцевых поверхностей фланцев на периферии для диаметра вала до 1 500 *мм* должно быть не более 0,02 *мм*.

В турбинах с водяной смазкой подшипников прн древеснослоистых нли резиновых вкладышах для предохранения вала от коррозин в местах установки подшипника н сальника вал облицовывается обычно листами нержавеющей стали. Облицовка представляет собой цилнндр, разрезанный вдоль осн на отдельные сегменты. Присоединенне сегментов к валу производится электрозаклепками и обваркой по контуру. После приварки облицовка обрабатывается вместе с валом.

На рис. 3-21,*а* изображен турбнннный вал гидроагрегата мощностью 225 тыс. *квт*. Вал имеет относительно тонкую стенку с коническим переходом к фланцу.

Однако нзготовление вала цельнокованым затруднительно, и поэтому валы крупных гидротурбин в настоящее время нзготовляются предпочтительно сварно-коваными из трубы с прнваренными к ней коваными фланцами (рнс. 3-21,*б*).

На рнс. 3-21,*в* показан общий сварной вал крупнейшего гидроагрегата мощностью 500 тыс. *квт,* изготовленный нз сварной трубы, к которой на нижнем конце ее прнварен кованый фланец. Верхний конец вала фланца не имеет и присоединен болтами непосредственно к втулке ротора генератора.

3-11. ПОДШИПНИКИ ГИДРОТУРБИН

Подшипники вертикальных гидроагрегатов являются в основном направляющими, так как подвержены лншь действию нагрузок, вызываемых диннамической неуравновешенностью ротора и несимметричностью потока воды. В крупных гидротурбннах прнменяются, как правило, подшипники скольжения на масляной илн водяной смазке.

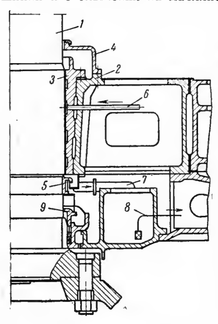


Рис. 3-22. Подшипник турбины с масляной смазкой.

На рнс. 3-22 прнведена одна нз конструкций подшнпнника вертикальной турбнны с масляной смазкой. Корпус подшнпника *2* установлен на крышке турбины. Внутри корпуса закреплен разъемный вкладыш *3,* залитый баббнтом. Сверху корпуса размещена крышка подшнпника *4,* нмеющая щелевое уплотнение, предохраняющее от протекания масла по валу *1* вверх. Подача масла в подшнпннк производится по маслопроводу *6*. Снизу вкладыша на валу установлено отражательное кольцо *5,* которое отбрасывает вытекающее из подшнпника отработанное масло в отводящий маслосборник *7*. Из отводящего маслосборника масло транспортируется с помощью насоса по трубопроводу *8*. Для предотвращения проникновения в подшипник воды из полости рабочего колеса под подшнпником установлено сальниковое уплотнение *9*.

Длина баббнтового вкладыша обычно составляет не более 1,0—0,8 днаметра вала. Зазоры между валом и вкладышем в зависимости от диаметра вала, по данным работающих турбин, прнведены в таблице.

Таблица

Зазоры в баббитовых подшипниках

Диаметр вала, *мм*	Зазор, *мм*
80—120	0,08—0,12
120—180	0,10—0,16
180—260	0,12—0,18
260—360	0,14—0,21
360—500	0,17—0,25
500—630	0,20—0,31
630—800	0,23—0,35
800—1 000	0,26—0,41
1 000—1 250	0,29—0,45
1 250—1 600	0,32—0,52
Свыше 1 600	0,40—0,60

Направляющие подшипники с водяной смазкой в настоящее время широко применяются в отечественном гидротурбостроении. Они конструктивно проще и более удобны в эксплуатации, чем подшипники с масляной смазкой. При подшипниках на водяной смазке отпадает необходимость в сложных уплотнениях снизу подшипников, что дает возможность приблизить рабочее колесо к опоре и улучшить работу турбины. Отпадает также надобность во вспомогательном оборудовании для смазки подшипников. Подшипники с водяной смазкой в крупных гидротурбинах выполняются в основном с резиновыми вкладышами. В средних и мелких турбинах применяют также вкладыши из древеснослоистого пластика (лигнофоля).

Подшипник с резиновыми вкладышами (рис. 3-23) состоит из корпуса *2*, закрепленного в крышке турбины. В корпус установлена обойма вкладыша, состоящая из отдельных сегментов *3* с прикрепленными к ним обрезиненными вкладышами *5*. Положение вкладыша относительно вала *1* и необходимые зазоры между валом и вкладышем регулируются болтами *4*, размещенными в корпусе подшипника. Проникновение воды по валу вверх в крышку подшипника *7* предотвращается верхним торцевым резиновым уплотнением *6*. Протечки воды вниз задерживаются торцевыми резиновыми нижними уплотнениями *8* и *9*. Вода для смазки подшипника подается снизу по трубопроводу *10*, а отводится сверху трубопроводом *11*. Протечки воды по валу вниз отводятся по дренажной трубке *12*. В некоторых конструкциях подшипников протечки воды по валу вверх предупреждаются обычными сальниковыми уплотнениями. Зазоры в подшипниках с резиновыми вкладышами обычно устанавливаются равными зазорам в баббитовых подшипниках или немного меньшими, так как резина легче деформируется.

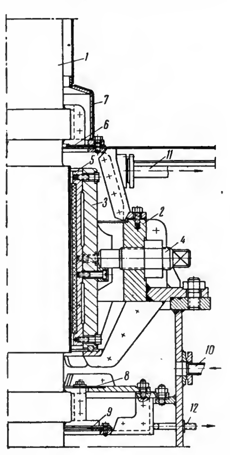


Рис. 3-23. Сегментный подшипник турбины с водяной смазкой.

Подшипники с древеснослоистыми вкладышами конструктивно аналогичны подшипникам с резиновыми вкладышами. Опытом эксплуатации установлено, что при нормальных условиях эксплуатации, правильной конструкции и чистой смазочной воде такие подшипники на небольших турбинах могут работать достаточно удовлетворительно.

3-12. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ГИДРОТУРБИН

Для обеспечения нормальной и надежной работы гидротурбин применяются вспомогательные механизмы, располагаемые обычно непосредственно в блоке гидроагрегата: оборудование масляной системы, устройства системы водяной смазки, дренажные устройства, клапаны срыва вакуума, холостые выпуски, затворы перед турбинами и различная измерительная аппаратура.

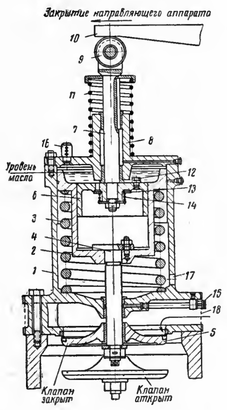


Рис. 3-24. Клапан срыва вакуума.

Оборудование масляной системы турбин включает насосы для откачки протечек масла из сервомоторов направляющего аппарата и полостей сервомоторов при опорожнении системы регулирования (лекажные агрегаты), а в турбинах с масляной смазкой подшипников — также насосы для подачи масла в подшипник и для откачки отработанного масла, охладители масла и масляные фильтры при замкнутой системе смазки.

В турбинах с водяной смазкой для очистки воды, подаваемой в подшипники, от взвешенных наносов применяются специальные водяные фильтры, устанавливаемые на подводящих трубопроводах.

Дренажные устройства предназначены для откачки воды, проникающей в крышку турбины через неплотности соединений крышки и деталей направляющего аппарата. Основным механизмом для откачки воды является центробежный насос, автоматически включающийся при достижении предельного уровня воды в крышке и не требующий заливки при пуске. В качестве резерва для откачки часто применяются эжекторы, устанавливаемые в крышке турбины. Спуск воды из спиральной камеры и водовода при ремонтах и осмотрах их производится через спускной клапан, располагаемый в наиболее низком месте водовода.

Клапаны срыва вакуума. При быстром сбросе нагрузки работающим гидроагрегатом и закрытии при этом направляющего аппарата в проточной части турбины за рабочим колесом возникает вакуум, так как вода по инерции уходит в нижний бьеф. Затем вследствие созданного под рабочим колесом вакуума вода обратной волной устремляется из нижнего бьефа к рабочему колесу и вызывает гидравлический удар, сила которого может оказаться весьма значительной, способной подбросить ротор агрегата и привести к серьезным разрушениям турбины и генератора. Основным мероприятием, предупреждающим возникновение гидравлического удара в турбине, является установка на крышке турбины клапанов срыва вакуума.

Одна из конструкций клапана срыва вакуума приведена на рис. 3-24. Корпус клапана *1* закрепляется на крышке турбины. Внутри корпуса размещен цилиндр *2*, отжимаемый вверх на закрытие пружиной *3*. В нижней части цилиндра закреплен шток *4* с тарелкой клапана *5* на конце его. Внутри цилиндра, заполненного маслом, вставлен пор-

шень *6* со штоком *7*, проходящим вверх через крышку клапана *8*. На конце штока размещен ролик *9*, упирающийся в клин *10* и закрепленный на регулирующем кольце направляющего аппарата. Поршень с роликом поднимается вверх пружиной *11*. В дне поршня имеется дросселирующая пробка *12* и обратный клапан *13*, прижимаемый к дну пружиной *14*. Смазка втулок производится текалемитными масленками *15*.

Полость клапана над цилиндром всегда соединена с атмосферой дросселем *16*, а полость под цилиндром — отверстием *17*. Впуск воздуха в полость рабочего колеса происходит через окна *18*.

На рис. 3-24 клапан изображен в закрытом положении. При быстром сбросе нагрузки и закрытии вследствие этого направляющего аппарата клин нажимает на ролик, поршень резко опускается вниз и давлением через масло, находящееся под поршнем, опускает вниз цилиндр, а вместе с ним и тарелку клапана. При этом воздух устремляется в камеру рабочего колеса. Тем временем масло под действием давления под поршнем, образованного силой пружины, медленно перетекает через дроссельное отверстие в область над поршнем, цилиндр поднимается вверх и постепенно закрывает клапан.

Время закрытия клапана зависит от величины дроссельного отверстия и вязкости масла. Диаметр отверстия подбирается во время заводских испытаний клапана опытным путем.

При медленном изменении нагрузки происходит перепуск масла через дроссельное отверстие и клапан при этом не открывается.

Холостой выпуск представляет собой специальный клапан, устанавливаемый у входа в спиральную камеру высоконапорных радиально-осевых гидротурбин и предназначенный для ограничения повышения давления в напорном трубопроводе путем сброса части воды помимо турбины.

При быстрых сбросах нагрузки холостой выпуск открывается, сбрасывая воду из трубопровода, и затем постепенно закрывается, что предотвращает повышение давления в трубопроводе от гидравлического удара.

Холостой выпуск снабжается масляным катарактом, который обеспечивает открытие клапана выпуска только при быстрых сбросах нагрузки, когда возможно существенное повышение давления. При медленном изменении нагрузки агрегата катаракт неподвижен и холостой выпуск не открывается.

На рис. 3-25 показана одна из конструкций холостого выпуска с гидравлическим приводом. Колено холостого выпуска *1* фланцем входного патрубка крепится к спиральной камере. В верхней части колеса имеется цилиндр, в котором расположен поршень *2* вспомогательного водяного сервомотора, закрепленный на штоке *3*. Выше на штоке расположен поршень *4* масляного сервомотора. Снизу на том же штоке закреплен конический клапан *5*. Шток направляется втулками *6*. Снизу к колену присоединен корпус клапана *7* и выходной патрубок *8*. Рядом с масляным сервомотором расположен его золотник *9*, игла которого передачей *10* связана с катарактом *11*.

В случае сброса нагрузки и быстрого закрытия направляющего аппарата сработает катаракт холостого выпуска и переместит иглу его золотника вниз. При этом нижняя полость цилиндра масляного сервомотора соединится со сливным резервуаром и давление в этой полости упадет. Вследствие отсутствия давления под поршнем масляного сервомотора и того, что диаметр поршня вспомогательного водяного сервомотора меньше диаметра клапана, холостой выпуск откроется. В дальнейшем под действием катаракта и обратной связи от поршня масляного сервомотора золотник переместится вверх и соединит нижнюю полость цилиндра сервомотора с напорным трубопроводом от котла маслона-

порной установки. Давлением на поршень масляного сервомотора создастся усилие вверх, и клапан будет закрываться.

Следовательно, положение клапана холостого выпуска зависит от действующих на него сил. В закрытом положении сумма усилий поршня масляного сервомотора и поршня вспомогательного водяного сервомотора больше давления на клапан. При открытом клапане, когда усилие поршня масляного сервомотора отсутствует, давление на клапан больше усилия, создаваемого поршнем вспомогательного сервомотора.

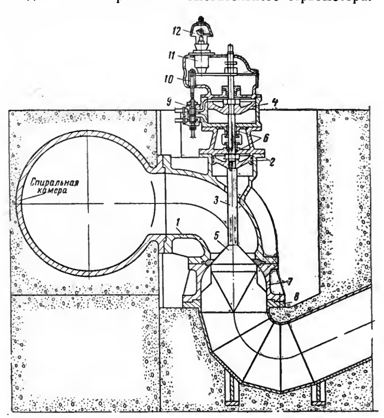


Рис. 3-25. Холостой выпуск.

Особенностью привода конструкции холостого выпуска является наличие кулачка *12*, профиль которого обеспечивает программное перемещение клапана, дающее наивыгоднейшее соотношение между повышением давления в спиральной камере турбины и скоростью вращения агрегата.

Затворы на напорных трубопроводах устанавливаются перед турбинами. Для крупных гидротурбин наибольшее распространение получили дисковые и шаровые затворы. При очень высоких напорах, иногда применяются игольчатые затворы.

Наиболее простым по конструкции является дисковый затвор (рис. 3-26,*а*), состоящий из корпуса *1*, внутри которого на валу поворачивается диск затвора *2* чечевицеобразного сечения. Поворот диска осуществляется гидравлическим приводом (сервомотором). Перед началом открытия затвора спиральная камера турбины заполняется водой через обводной трубопровод небольшого диаметра (байпас) *3*. Дисковые затворы применяются для напоров до 200—250 *м* и выполняются диаметром до 7—8 *м*.

Шаровой затвор (рис. 3-26,*б*) состоит из корпуса *1* и шарового ротора *2*, внутренний диаметр которого равен диаметру трубопровода. Поворот ротора на 90° осуществляется с помощью сервомотора. Конструкция шарового затвора сложнее дискового. Изготовляются эти затворы диаметром до 3 *м* и применяются для высоких напоров.

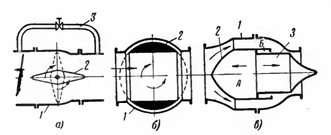


Рис. 3-26. Схемы турбинных затворов.
а — дисковый затвор; *б* — шаровой затвор; *в* — игольчатый затвор.

Дисковые и шаровые затворы работают нормально только при полных открытиях. В промежуточных положениях они плохо обтекаемы и вызывают большие возмущения потока.

Игольчатый затвор (рис. 3-26,*в*) состоит из корпуса *1*, внутри которого расположен обтекатель *2*, соединенный с корпусом ребрами. В обтекателе помещен подвижной плунжер *3*, который, перемещаясь, открывает или закрывает отверстие трубопровода. Перемещение плунжера осуществляется давлением воды в камере *А* или *Б*. Игольчатый затвор обладает хорошими гидравлическими качествами, надежно уплотняется, легко управляется и может работать при частичных открытиях. Недостатком его являются конструктивная сложность, большие габариты и вес, а также высокая стоимость.

3-13. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Дополнительно к вспомогательным механизмам, расположенным в блоке агрегата, гидроэлектростанция имеет общестанционное вспомогательное оборудование и устройства, обслуживающие все основное энергетическое оборудование станции. К вспомогательному оборудованию станции относятся: масляное хозяйство, пневматическое оборудование, водоотливные устройства, техническое водоснабжение и крановое оборудование машинных зданий.

Масляное хозяйство крупных гидроэлектростанций состоит из ряда соответственно оборудованных сооружений, предназначенных для хранения, очистки и восстановления масел. Сложность масляного хозяйства станции объясняется большим количеством масла, потребляемого для систем смазки агрегатов, служебных механизмов и оборудования и для регуляторов скорости, а также высокими требованиями, предъявляемыми к качеству масла. Правильная организация масляного хозяйства увеличивает надежность и срок службы оборудования, его межремонтные сроки и уменьшает эксплуатационные расходы станции.

Схема масляного хозяйства, размещенного в здании станции, приведена на рис. 3-27.

Пневматическое хозяйство гидроэлектростанции представляет собой единую систему, состоящую из одной или нескольких компрессорных установок высокого и низкого давления (5—40 *ати*) и трубопроводов, транспортирующих сжатый воздух к отдельным потребителям.

Сжатый воздух на гидроэлектростанциях применяется для заполнения масловоздушных котлов системы регулирования гидроагрегатов, торможения ротора агрегата, отжатия воды из камеры рабочего колеса

турбины при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора, создания незамерзающей полыньи перед затворами, а также для электрических масляных и воздушных выключателей и разъеднителей. Сжатый воздух необходим и для приведения в действие пневматических инструментов при монтаже и ремонтах оборудования.

Техническое водоснабжение обеспечивает потребность в воде систем охлаждения генераторов, охлаждения трансформаторов, охлаждения масла подпятников, подшипников и регуляторов гидротурбин, а также вакуум-насосов и подшипников турбин, работающих на водяной смазке.

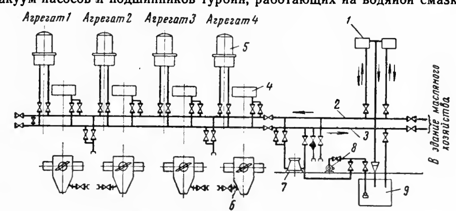


Рис. 3-27. Схема масляного хозяйства.

1 — напорный бачок; 2 — напорная магистраль; 3 — сливная магистраль; 4 — подпятник агрегата; 5 — система регулирования турбины; 6 — удаление масла из рабочего колеса; 7 — центрифуга; 8 — насос; 9 — сливной бак.

Для технического водоснабжения, как правило, используется вода реки, на которой расположена гидроэлектростанция. В тех случаях, когда напор станции достаточен для работы охладительных и других устройств, вода забирается непосредственно из верхнего бьефа, из спиральных камер турбин или из напорного трубопровода. Такое самотечное водоснабжение применяется обычно при напорах станции от 12 до 60—70 *м*.

На станциях с напорами менее 12 *м* систему технического водоснабжения питают с помощью центробежных насосов. Насосная система применяется также при напорах, больших 60—70 *м*, причем давление воды в системе водоснабжения при этом не должно быть более 50 *м*.

В тех случаях, когда охладители расположены выше уровня верхнего бьефа, но не более чем на 2—4 *м*, может применяться сифонно-самотечное водоснабжение. Первоначально вакуум в сифонах создается при помощи вакуум-насоса.

Выбор системы водоснабжения определяется условиями обеспечения надежности и экономичности и работы гидроэлектростанции.

Вода, потребляемая для технических нужд станции, должна быть чистой. При сильном загрязнении воды и большом количестве взвешенных наносов применяются специальные водоочистные устройства.

Схема технического водоснабжения с забором воды из спиральных камер и установкой резервного насоса представлена на рис. 3-28.

Водоотливные устройства применяются для удаления воды из спиральных камер и отсасывающих труб при ревизиях и ремонтах оборудования и подводных строительных конструкций. Чаще всего применяются осушающие устройства в виде стационарных установок с горизонтальными центробежными насосами или опускные насосы, установленные на передвижной площадке. Могут применяться передвижные насосы, устанавливаемые лишь на время работы, а также шахтные и эжек-

торные насосы, располагаемые в вертикальных колодцах промежуточных бычков.

Грузоподъемные краны машинного здания станции служат для монтажа, ремонтов и демонтажа гидротурбин, генераторов и вспомогательного оборудования.

В зданиях ГЭС с высокими машинными залами, высота которых допускает транспортировку ротора генератора внутри здания, агрегаты обслуживаются мостовыми кранами.

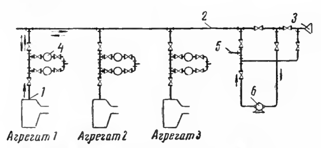


Рис. 3-28. Схема технического водоснабжения.

1 — забор воды из спиральной камеры; 2 — резервная магистраль; 3 — забор воды в верхнем бьефе; 4 — фильтр; 5 — пожарная магистраль; 6 — резервный насос.

На гидростанциях без машинных зданий, когда генераторы располагаются в специальных шахтах или в низких машинных зданиях, не позволяющих транспортировать ротор генератора, агрегаты обслуживаются козловыми кранами. Для удобства обслуживания гидроагрегатов при ревизиях и ремонтах в низких машинных зданиях дополнительно устанавливаются мостовые краны грузоподъемностью, достаточной для транспортировки небольших деталей и узлов.

Грузоподъемность крана определяется весом наиболее тяжелого узла генератора или турбины, транспортировка которого возможна только в собранном виде. Обычно таким узлом является ротор генератора с валом или без вала. При использовании двух спаренных кранов для подъема грузов необходимо учитывать дополнительно также вес траверсы, требуемой для спаренной работы кранов, который достигает 10% веса наиболее тяжелых поднимаемых узлов агрегата.

Количество устанавливаемых кранов определяется грузоподъемностью их и числом гидроагрегатов станции. При большой грузоподъемности и количестве агрегатов более шести — восьми устанавливаются обычно два одинаковых крана грузоподъемностью, равной половине максимально необходимой. Это улучшает маневренность кранов в процессе монтажа оборудования и уменьшает эксплуатационные расходы на работающей станции. Кроме того, применение двух кранов уменьшает нагрузки на подкрановые конструкции.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РЕГУЛИРОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ И АВТОМАТИКА

4-1. НАЗНАЧЕНИЕ РЕГУЛЯТОРОВ СКОРОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Одним из основных требований к качеству электрической энергии, вырабатываемой гидроагрегатом, является постоянство частоты переменного тока. В электрических сетях Советского Союза частота переменного тока принята равной 50 периодам в секунду (герц).

Частота тока зависит от скорости вращения гидроагрегата, и, следовательно, для поддержания постоянной частоты тока необходимо все

время иметь неизменную скорость вращения генератора, что возможно лишь при постоянном соответствии между нагрузкой генератора и мощностью турбины.

Обеспечение постоянства частоты тока в сети осуществляется изменением мощности турбины. Так как напор и к. п. д. турбины в каждый данный момент постоянны, то изменение мощности турбины может происходить лишь при изменении расхода воды, которое осуществляется поворотом лопаток направляющего аппарата, а в поворотнолопастных турбинах и одновременным поворотом лопастей рабочего колеса. Такое изменение открытий направляющего аппарата и положения лопастей рабочего колеса должно производиться одновременно с изменением нагрузки в сети.

Непрерывное поддержание постоянной скорости вращения гидроагрегата при изменяющейся нагрузке генератора путем приведения мощности турбины в соответствие с нагрузкой генератора осуществляется автоматическим регулятором скорости гидроагрегата.

4-2. ВИДЫ РЕГУЛЯТОРОВ

Механизмом автоматического регулятора скорости, воспринимающим изменение скорости вращения гидроагрегата и воздействующим через распределительное устройство регулятора на регулирующий орган турбины (направляющий аппарат, рабочее колесо), является маятник. По принципу действия маятники разделяются на центробежные, гидравлические и электрические.

В гидротурбостроении наибольшее распространение имеет центробежный маятник, в котором изменение скорости приводит к изменению центробежной силы вращающихся грузов и соответствующему перемещению их. Перемещение грузов передается к распределительному устройству регулятора, которое через регулирующий орган приводит мощность турбины в соответствие с нагрузкой генератора.

В гидравлическом маятнике насос подает жидкость под давлением, пропорциональным скорости вращения турбины, в цилиндр с поршнем. В соответствии с величиной давления поршень изменяет свое положение, воздействуя на элементы регулирования.

В современных электрогидравлических регуляторах, имеющих электрический маятник, при изменении скорости вращения гидроагрегата, а следовательно, и частоты тока электрический сигнал через соответствующие электрические схемы передается в электромеханический исполнитель, воздействующий на элементы регулирования турбины.

Все регуляторы скорости гидротурбин можно классифицировать по следующим признакам:

по способу регулирования:
- регуляторы прямого действия;
- регуляторы непрямого действия;

по принципиальной схеме питания маслом:
- регуляторы проточного типа;
- регуляторы котельного типа;

по принципиальной схеме регулирования скорости:
- изодромные регуляторы с воздействием по скорости;
- регуляторы с воздействием по скорости и ускорению;

по числу регулирующих органов:
- регуляторы, воздействующие на один регулирующий орган;
- регуляторы, воздействующие на два регулирующих органа;

по конструкции:
- регуляторы гидромеханические, в которых маятник и связи между отдельными элементами механические;

регуляторы гидравлические, в которых маятник, а иногда и основные передачи, гидравлические;

регуляторы электрогидравлические, в которых маятник и основные передачи электрические.

Применяемые в настоящее время регуляторы гидротурбин по своей принципиальной схеме в большей части одинаковы. Это регуляторы непрямого действия с воздействием по скорости, имеющие изодромную обратную связь и механизм остающейся неравномерности, а также различные механизмы настройки управления и автоматизации.

Для крупных гидротурбин применяются в основном гидромеханические регуляторы. Гидравлические регуляторы применяются иногда для небольших гидротурбин. Перспективными являются электрогидравлические регуляторы, применяемые в настоящее время на ряде крупных гидротурбин современных гидроэлектростанций.

4-3. РЕГУЛЯТОРЫ ПРЯМОГО И НЕПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

В регуляторах прямого действия перемещающее усилие маятника должно быть достаточным для передвижения регулирующего органа турбины. В таком регуляторе маятник выполняет две функции: воспринимает изменение скорости вращения гидроагрегата и перемещает его регулирующий орган. Регуляторы прямого действия не могут развивать больших перемещающих усилий и вследствие этого применяются только для малых гидротурбин.

Для перемещения регулирующих органов крупных гидротурбин требуются большие усилия. Поэтому для регулирования современных турбин применяются регуляторы непрямого действия, характеризующиеся наличием специального гидравлического усилителя — сервомотора, выполняемого обычно в виде гидравлического цилиндра с поршнем, который перемещает регулирующий орган турбины. В такой схеме маятник выполняет роль механизма, следящего за скоростью вращения турбины. При изменении скорости вращения турбины маятник осуществляет перемещение распределительного золотника, который направляет рабочую жидкость под давлением в ту или иную полость сервомотора. При этом поршень сервомотора перемещается в заданном направлении и создает усилие, необходимое для перестановки регулирующих органов турбины. Тип и конструкция регулятора определяются способом подачи масла под давлением к распределительному золотнику.

4-4. ПРОТОЧНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ

В регуляторах проточного типа (рис. 4-1) масло под давлением подается непосредственно к распределительному золотнику *1* непрерывно вращающимся насосом *2*. В регуляторах этого типа распределительный золотник имеет отрицательное перекрытие, т. е. выступы (пояса) тела золотника не перекрывают полностью рабочие окна в корпусе. При среднем положении золотника, которое соответствует установившемуся режиму работы агрегата, между выступами тела золотника и кромками рабочих окон имеются зазоры, благодаря чему масло обтекает выступы тела золотника и, не производя работы, сбрасывается в сливной резервуар *3*, откуда оно вновь засасывается насосом. Однако, как только тело распределительного золотника воздействием маятника *4* будет выведено из среднего положения, масло станет подаваться в соответствующую полость сервомотора *5* и создавать необходимое усилие для перемещения регулирующего органа турбины.

Для пуска гидроагрегата в работу, когда масляный насос не может работать из-за отсутствия энергии для привода его, применяется специ-

альный мехаиизм ручиого регулирования, который может быть использоваи также для ручного регулирования работающей турбины.

Конструктивно регулятор проточиого тнпа обычио выполняется в виде колонкн, на которой установлены масляиый насос, сервомотор с распределнтельным золотником и маятник. Виутри колонкн располагается сливной резервуар.

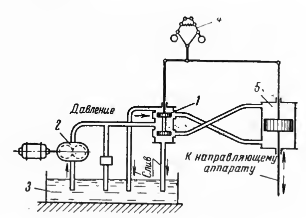


Рис. 4-1. Схема проточного регулятора.

В регуляторах этого типа сложно создавать большие перестаиовочные усилия, и поэтому оии прнмеияются только для регулироваиня гидротурбин небольшой мощности.

4-5. КОТЕЛЬНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ

В регуляторах котельиого типа (рнс. 4-2), применяемых для крупных гидротурбнн, масло под давлением поступает к распределительному золотику *1* нз масловоздушного котла *2*, который представляет собой аккумулятор энергии, расходуемой в процессе регулироваиия турбины. Уровеиь н давлеиие масла в котле поддерживается иасосом *3*, снабжеиным клапанамн: предохранительным *4*, перепускиым *5* н обратным *6*. Сжатый воздух в котле, нагнетаемый компрессором, обеспечнвает запас эиергии, достаточный для пуска турбины н управления ею в течеиие некоторого времени в случае выхода из строя масляного иасоса.

Распределительный золотник котельного регулятора нмеет положительные перекрытня, т. е. при среднем положении золотиика рабочие окиа в корпусе перекрываются полиостью выступамн тела золотника. В процессе регулнроваиия, когда распределительиый золотиик под воздействием цеитробежного маятника *7* перемещается в ту или другую стороиу, масло под давлеиием поступает из масловоздушиого котла через открытые рабочие окиа золотника в цилиндр сервомотора *8* и создает усилие, необходимое для поворота лопаток направляющего аппарата. В поворотнолопастиых гидротурбинах масло одновремеиио подается н в сервомотор рабочего колеса через его золотиик, который управляется специальным комбииаторным устройством, обеспечнвающим необходимую синхронизацию поворота лопастей рабочего колеса и лопаток направляющего аппарата.

Вследствие того что генератор должен вырабатывать всегда ток определенной частоты, требуется, чтобы снстема регулнроваиия не только обеспечнвала постояиную скорость вращеиия турбины в установнвшемся режнме, но н поддерживала ту же скорость вращеиия по окоичаиии процесса регулирования.

Пределы, в которых регулятор удерживает скорость вращения агрегата при установившихся режимах работы, называют степенью остающейся неравномерности регулирования. Степень остающейся неравномерности регулирования равна:

$$\delta = \frac{n_1 - n_2}{n_{ср}} \cdot 100,$$

где n_1 — скорость вращения агрегата на холостом ходу;
n_2 — скорость вращения при полной нагрузке;
$n_{ср}$ — средняя скорость вращения, равная $\frac{n_1 + n_2}{2}$.

В современных гидроагрегатах степень остающейся неравномерности регулирования допускается в пределах 2—4%.

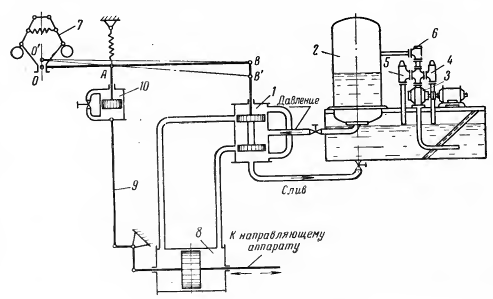


Рис. 4-2. Схема котельного регулятора.

Получение практически одинаковой скорости вращения после регулирования достигается применением обратной связи (выключателя) *9* между передачей к золотнику и поршнем сервомотора.

Обратная связь может быть выполнена жесткой шарнирной или с изодромным (упругим) механизмом.

Регуляторы с жесткой обратной связью работают устойчиво лишь при значительной величине степени остающейся неравномерности (10—12%). Поэтому такие регуляторы применяются только для мелких гидроагрегатов.

Для крупных гидроагрегатов применяются регуляторы с изодромным механизмом обратной связи *10*, дающим возможность уменьшить или полностью исключить неравномерность регулирования.

Изодромный механизм представляет собой такое устройство, которое, будучи выведено из среднего положения, само с необходимой заранее установленной скоростью возвращается в среднее положение. Изодромный механизм выполняется обычно в виде пружинно-масляного катаракта (компенсатора), состоящего из заполненного маслом цилиндра, внутри которого размещены поршень и пружины, перемещающие поршень в ту или другую сторону относительно цилиндра. Цилиндр катаракта связан рычажной или тросовой передачей с поршнем сервомотора направляющего аппарата, а поршень катаракта — с передачей

от маятника к распределительному золотнику. В поршне катаракта имеются небольшие отверстия, через которые масло может медленно перетекать из одной полости в другую. Это происходит, когда поршень катаракта отклоняется от своего среднего положения во время изменения нагрузки генератора при движении сервомотора на закрытие или открытие.

Котельные регуляторы скорости средних и крупных гидротурбин состоят обычно из колонки управления, отдельной маслонапорной установки (МНУ), сервомоторов направляющего аппарата, сервомотора рабочего колеса (у поворотнолопастных турбин) и системы масляных трубопроводов. В некоторых конструкциях современных мощных регуляторов колонка управления объединена с маслонапорной установкой в один блок.

В колонке управления расположены: центробежный маятник, распределительные золотники регулятора скорости и комбинатора и механизмы управления турбиной (механизм остающейся неравномерности, механизм изменения скорости вращения, устройство для автоматического пуска и остановки турбины, механизм ограничения открытия и др.). В связи с тем что распределительный золотник не обеспечивает больших перестановочных усилий, в регуляторах скорости мощных гидротурбин применяется распределительная система, состоящая из вспомогательного сервомотора, побудительного золотника и главного распределительного золотника.

Маслонапорная установка, предназначенная для обеспечения маслом под давлением всей системы управления и регулирования турбиной, состоит из напорного масловоздушного котла, сливного бака и масляных насосов с арматурой.

Сервомоторы направляющего аппарата и рабочего колеса устанавливаются соответственно вблизи от регулирующего кольца и во втулке рабочего колеса и связываются с колонкой управления масляными трубопроводами и рычажными или тросовыми передачами обратной связи.

4-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПО СКОРОСТИ

Процесс регулирования изодромным регулятором, когда центробежный маятник отзывается на изменение скорости вращения агрегата в случае уменьшения нагрузки на генератор, происходит в следующем порядке (рис. 4-2).

При установившемся режиме гидроагрегата и постоянной скорости его вращения муфта центробежного маятника, рычаг *OAB* и распределительный золотник будут находиться в среднем положении. Если нагрузка на генератор уменьшится, то скорость вращения гидроагрегата будет увеличиваться, повысится также скорость вращения центробежного маятника, что вызовет перемещение его муфты вверх. Рычаг *OAB* повернется при этом вокруг точки *A*, займет новое положение *O'AB'* и своим концом сдвинет распределительный золотник вниз. Масло поступит в правую полость сервомотора, и поршень его передвинется влево, уменьшая открытие направляющего аппарата, что соответственно снизит расход воды через турбину и уменьшит скорость вращения. Одновременно поршень сервомотора через масляный катаракт, который в первый момент будет работать как жесткая связь, так как масло не успеет перетечь через дроссельные отверстия, начнет перемещать вверх точку *A* рычага. Рычаг в положении *O'AB'*, поворачиваясь вокруг точки *O'*, будет сжимать пружину катаракта и возвращать распределительный золотник вверх, к среднему положению. Рычаг при этом займет положение *O'B*. Но пружина катаракта будет стремиться занять свое первоначальное положение, возвращая точку *A* вместе с поршнем катаракта в среднее положение.

При движении точки *A* вниз рычаг будет поворачиваться вокруг муфты маятника и перемещать распределительный золотник снова вниз, на закрытие направляющего аппарата. Процесс регулирования завершится только тогда, когда поршень катаракта и распределительный золотник возвратятся в первоначальные положения. При этом скорость вращения агрегата установится нормальной, а направляющий аппарат займет положение, в котором мощность турбины будет соответствовать новой нагрузке генератора.

Регулирование при увеличении нагрузки на генератор выполняется аналогично регулированию при уменьшении нагрузки, только перемещения механизмов регулирующей системы происходят в обратном порядке.

4-7. РЕГУЛИРОВАНИЕ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПО СКОРОСТИ И УСКОРЕНИЮ

При регулировании по скорости центробежный маятник отзывается на изменение скорости агрегата, и муфта маятника в этом случае перемещается пропорционально изменению скорости вращения. В такой системе регулятор начинает действовать не одновременно с мгновенным изменением нагрузки генератора, а с некоторым запаздыванием и при частичном открытии окон распределительного золотника. Это приводит к некоторому отставанию начала действия системы регулирования.

С целью устранения такого замедления в современных системах регулирования иногда применяют регуляторы, отзывающиеся не только на изменение скорости вращения, но и на ускорение этого вращения при изменении нагрузки на агрегат. В первый момент процесса регулирования ускорение сразу же приобретает максимальное значение, тогда как изменение скорости в это время равно почти нулю. Отзываясь на максимальное ускорение, регулятор сразу же открывает окна распределительного золотника на значительную величину. Следовательно, поршень сервомотора регулирующего органа начнет перемещаться в нужном направлении еще до того, как изменение скорости вращения агрегата и центробежного маятника достигнет некоторой величины, необходимой для соответствующего открытия окон распределительного золотника.

Главным преимуществом таких регуляторов является то, что при резком изменении нагрузки временное изменение скорости вращения агрегата значительно меньше, чем в схеме регулирования только по скорости. Заметно уменьшается также величина повышения давления в подводящем трубопроводе при гидравлическом ударе, возникающем после сброса нагрузки.

В схемах регулятора по скорости и ускорению, помимо обычного центробежного маятника (измерителя скорости), применяется устройство, измеряющее ускорение, называемое инерционным измерителем ускорения.

4-8. ДВОЙНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГИДРОТУРБИН

В поворотнолопастных и ковшовых гидротурбинах имеются два регулирующих органа, и мощность, развиваемая турбиной, определяется положением каждого из них. Одна и та же величина мощности турбины может быть получена при различных сочетаниях положений ее регулирующих органов, однако для каждого установившегося режима работы существует наивыгоднейшее взаимное их расположение. Оптимальную зависимость между положением регулирующих органов при различных установившихся режимах работы турбины называют комбинаторной зависимостью. Для поворотнолопастных гидротурбин это — зависимость между открытием направляющего аппарата и углом разворота лопастей рабочего колеса, а для ковшовых — зависимость между положением иглы сопла и отклонителем струи. Группу механизмов системы двойного

регулирования, координирующих взаимное положение сервомоторов регулирующих органов, называют комбинатором.

Комбинатор представляет собой клин или кулачок с криволинейным профилем, который кинематически связан с поршнем сервомотора направляющего аппарата турбины и перемещается одновременно с открытием или закрытием направляющего аппарата. На клин или кулачок опирается рычаг с роликом, связанный с золотником регулятора. Кроме комбинатора, система двойного регулирования дополнительно снабжается сервомотором, управляющим вторым регулирующим органом и распределительным золотником.

Комбинаторная зависимость, соответствующая наивыгоднейшему к. п. д. турбины, должна изменяться соответственно изменению напора

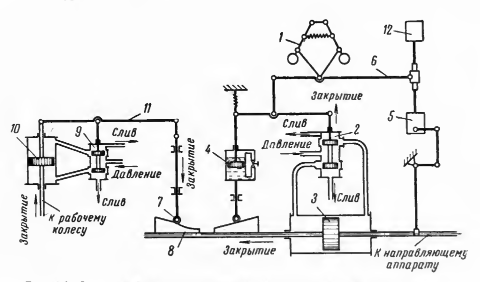


Рис. 4-3. Схема двойного регулирования поворотнолопастной гидротурбины.

станции. Такие изменения зависимости, называемые настройкой комбинатора по напору, осуществляются пространственным изменением формы кулачка комбинатора.

В поворотнолопастных гидротурбинах направляющий аппарат и лопасти рабочего колеса приводятся в движение отдельными сервомоторами. Сервомотор направляющего аппарата, действующий, как правило, быстрее сервомотора рабочего колеса, используется как ведущий. Он управляется непосредственно от воздействия маятника, а сервомотор рабочего колеса является ведомым, и им управляет комбинатор в зависимости от положения направляющего аппарата.

На рис. 4-3 представлена принципиальная схема двойного регулирования поворотнолопастной турбины. Действие этой системы регулирования при частичном сбросе нагрузки происходит в следующем порядке. В результате повышения скорости вращения агрегата маятник *1* перемещает золотник *2* вверх и поршень сервомотора *3* будет передвигаться влево, закрывая направляющий аппарат турбины. Одновременно поршень катаракта *4* смещается вверх, осуществляя изодромную обратную связь, а механизм остающейся неравномерности *5* передвигает вверх правое плечо рычага *6*. При этом ролик комбинатора *7* смещается по кулачку *8* вниз. Перемещение ролика вниз приводит к перемещению вниз золотника *9*, вследствие чего поршень сервомотора *10* будет двигаться вверх, уменьшая разворот лопастей рабочего колеса и приводя к среднему положению золотник *9* с помощью рычага обратной связи *11*. В результате этих действий механизмов регулирования направляю-

щий аппарат и лопасти рабочего колеса двигаются на закрытие, и скорость вращения агрегата начинает уменьшаться из-за снижения скорости вращения маятника и действия обратной связи. Золотник *2* возвращается в среднее положение и перемещается далее вниз, вследствие чего поршень сервомотора *3* начнет двигаться вправо на открытие направляющего аппарата, а комбинатор будет разворачивать лопасти рабочего колеса на открытие. Далее происходят затухающие колебания системы регулирования. Изменение установившейся скорости вращения агрегата вручную или дистанционно может осуществляться механизмом *12*.

В ковшовых гидротурбинах при сбросах нагрузки на генератор быстрое закрытие регулирующего органа — игольчатого сопла для уменьшения мощности турбины недопустимо из-за возникновения ги-

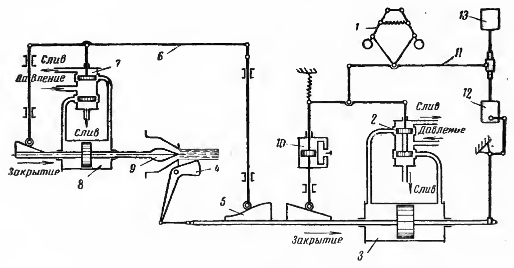


Рис. 4-4. Схема двойного регулирования ковшовой гидротурбины.

дравлического удара в напорном трубопроводе. Поэтому резкое снижение мощности в этих турбинах осуществляется специальным быстродействующим отсекателем струи, который отклоняет струю, направляя ее мимо лопаток рабочего колеса. Для быстрого уменьшения мощности необходимо, чтобы отсекатель включался в работу как можно быстрее, следовательно, рабочая кромка его должна находиться вблизи от поверхности струи. Диаметр же струи не является постоянным и зависит от мощности турбины, т. е. от положения иглы, поэтому положение отсекателя тоже не является постоянным. Согласование наивыгоднейших положений рабочей кромки отсекателя и иглы сопла производится комбинатором.

На рис. 4-4 представлена наиболее распространенная принципиальная схема регулирования ковшовой гидротурбины. В этой схеме ведущим является более быстродействующий сервомотор отсекателя. Передача изодромной связи идет от этого же сервомотора, а сервомотор иглы сопла управляется комбинатором.

В рассматриваемой схеме после значительного сброса нагрузки и повышения скорости вращения турбины маятник *1* через систему рычагов смещает золотник *2* вверх и сервомотор *3*, двигаясь вправо, начинает перемещать отсекатель *4* на закрытие, одновременно перемещая ролик по клину комбинатора *5* вниз. При этом рычаг *6* смещает золотник *7* вниз, вследствие чего сервомотор *8* перемещает иглу сопла *9* на закрытие. Передача обратной связи через катаракт *10* смещает золот-

ник *2* вниз к среднему положению. При этом скорость вращения турбины, достигнув некоторого максимума, начнет снижаться.

Далее золотник *2*, пройдя среднее положение и идя вниз, начнет смещать сервомотор *3* на открытие и отсекатель станет выходить из струи, увеличивая мощность турбины. Происходит ряд затухающих колебаний системы регулирования, и скорость вращения турбины приближается к нормальной. По окончании регулирования скорость вращения турбины установится в соответствии с положением рычага *11*, перемещаемого механизмом остающейся неравномерности *12* или механизмом изменения скорости вращения *13*.

При малых колебаниях системы регулирования движения отсекателя не сказываются на изменении мощности турбины, так как перемещения режущей кромки отсекателя происходят вне струи. Изменение мощности турбины производится лишь перемещением иглы сопла.

В случаях резкого увеличения нагрузки отсекатель лишь дальше отходит от струи, а повышение мощности турбины происходит благодаря движению иглы сопла на открытие.

4-9. ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР СКОРОСТИ

В электрогидравлическом регуляторе все функции, связанные с изменением скорости вращения агрегата, созданием обратной связи, воздействием механизма изменения скорости вращения и суммированием сигналов регулирования, выполняются электрическими устройствами.

Система электрогидравлического регулирования позволяет:

обеспечивать автоматизацию всех процессов управления и защиты агрегата в режимах холостого хода, изолированной работы, работы на общую сеть и группового регулирования. Для этой цели в схеме электрогидравлического регулятора предусмотрен ряд реле;

производить соединение регуляторов всех агрегатов станции в систему группового регулирования с осуществлением автоматического управления работой группы агрегатов от общестанционного датчика мощности. Регуляторы отдельных агрегатов в этом случае служат для распределения нагрузки между агрегатами группы;

осуществлять регулирование по нескольким параметрам путем суммирования регулирующих импульсов (регулирование мощности по водотоку, по перетокам энергии в линиях передач энергосистемы и др.).

Основными элементами электрогидравлического регулятора являются: выявитель, релейная часть и гидромеханические устройства. Выявитель и релейная часть располагаются в шкафу электрооборудования, а гидромеханические устройства — в колонке управления.

Выявителем называется устройство, включающее все электрические элементы, непосредственно не связанные с его механическими узлами и служащие для формирования электрического сигнала управления золотником регулятора.

Релейная часть состоит из ряда электрических устройств, действие которых обеспечивает пуск, остановку, изменение режимов работы гидроагрегатов и некоторые виды защиты.

Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора приведена на рис. 4-5. От специального тахогенератора *1*, жестко связанного с валом *2* гидроагрегата, подается переменный ток на измерительные электрические цепи регулятора. При изменении скорости вращения агрегата изменяется частота тахогенератора, в связи с чем специальное выявительное устройство, реагирующее на изменение частоты, изменяет величину выдаваемого им электрического сигнала. После формирования и усиления этот сигнал поступает в электрическую часть исполнителя (магнит) *3*, где он преобразуется с помощью гидравлического исполнителя *4* в механическое перемещение, которое передается главному зо-

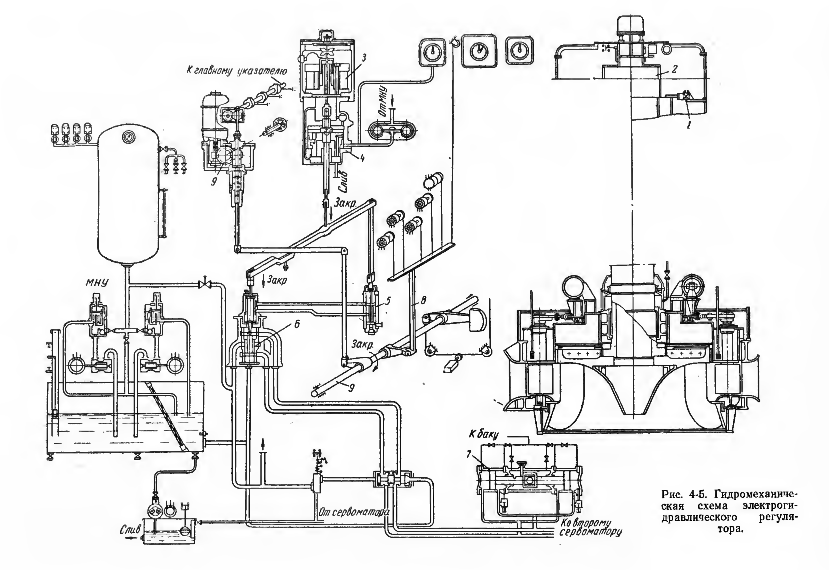


Рис. 4-5. Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора.

лотику регулятора *6* через систему рычагов побудительиого золотника *5*. Перемещаясь из средиего положеиия иа величииу, пропорциоиальиую величиие электрического сигиала выявителя, главиый золотиик перепускает масло под давлеиием в полости сервомотора *7* иаправляющего аппарата турбииы. Сервомоторы поворачивают лопатки иаправляющего аппарата иа открытие или закрытие в зависимости от зиака электрического сигиала выявителя.

Мехаиическая обратиая связь передает движеиие поршия сервомотора иа вал выключателя *8*, расположеииый в регуляторе. От вала выключателя движеиие передается на электрические датчики положеиия, обеспечивающие работу следующих электрических элемеитов схемы регулятора:

изодромиого механизма, допускающего регулироваиие времеии изодрома и иитеисивиости его действия в широких пределах и автоматически переиастраивающегося при переходе с режима холостого хода иа режим работы под иагрузкой и иаоборот;

механизма остающейся иеравиомериости, степеиь которой может регулироваться в пределах от 0 до 10%;

механизма измеиеиия скорости вращеиия, позволяющего управлять величииой нагрузки иа агрегат, а также точио синхроиизировать агрегат перед включеиием в сеть;

системы уравиивания открытий с переходом иа общую иитеисивность регулироваиия группы турбии по суммарному открытию направляющих аппаратов при групповом регулироваиии.

С валом выключателя связаи механизм ограиичения открытия *9* иаправляющего аппарата турбииы, который дистаициоиио осуществляет пуск, остаиовку, ручиое управлеиие и ограиичеиие открытия агрегата.

4-10. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОТУРБИНАМИ

Автоматизироваииыми гидроэлектростанциями иазываются такие, где участие обслуживающего персонала в управлеиии гидроагрегатами ограиичивается лишь подачей того или иного комаидиого воздействия, после чего все промежуточиые операции в иужиой последовательиости осуществляются соответствующими приборами автоматически. Преимуществами автоматизироваииых гидроэлектростаиций являются ускореиие выполиеиия операций пуска агрегатов, улучшеиие возможности централизоваииого управления эиергосистемой, исключеиие иеправильиых операций при управлеиии агрегатами, сокращеиие количества обслуживающего персоиала.

Для обеспечеиия иадежиой автоматической работы гидроагрегата при его проектироваиии следует учитывать, что автоматизация гидроагрегата должиа производиться комплексио, т. е. одиовремеиио иеобходимо решать все вопросы, связаииые с работой гидротурбииы, геиератора и вспомогательиых устройств. Отдельиые элемеиты автоматизироваииого гидроагрегата должиы действовать согласоваиио в иужиой последовательиости. Все операции, иеобходимые для пуска, остаиовки и измеиеиия режима работы гидроагрегата, должиы совершаться дистаициоиио с пульта управлеиия после подачи одиого комаидиого импульса.

Системой автоматики гидроагрегата должио обеспечиваться выполиеиие следующих операций по управлеиию его работой:

1) автоматическое приведеиие в рабочее состояиие геиератора, турбииы и вспомогательиых устройств, а также иепрерывиое поддержаиие их в состоянии готовиости к пуску;

2) дистанциоиный пуск гидроагрегата, в процессе которого механизмы гидроагрегата после получеиия пускового импульса приходят в действие в иужиой последовательиости: открывается иаправляющий

аппарат, агрегат разворачивается, синхронизируется и подключается к сети;

3) нормальная работа гидроагрегата в заданных режимах путем автоматического регулирования скорости вращения при изменениях нагрузки;

4) нормальная автоматическая остановка гидроагрегата, в процессе которой после получения командного импульса происходят разгрузка и отключение генератора от сети, закрытие направляющего аппарата турбины, торможение агрегата от заданной скорости вращения до полной остановки. После остановки агрегата все механизмы его автоматически приходят в состояние готовности к последующему пуску;

5) подача предупредительного сигнала в случаях ненормальной работы генератора, турбины, вспомогательных устройств или их отдельных механизмов, не требующих немедленной остановки агрегата;

6) аварийная автоматическая остановка агрегата:

воздействием на пуско-останавливающее устройство регулятора;

аварийным золотником, подающим масло под давлением из маслонапорной установки непосредственно в сервомоторы направляющего аппарата при срабатывании реле оборотов;

быстродействующими щитами, расположенными на водозаборе или затворами перед турбиной;

7) автоматическая работа маслонапорной установки:

пополнение маслом котла маслонапорной установки включением основного масляного насоса;

включение резервного масляного насоса при падении давления в котле маслонапорной установки ниже определенной величины;

подкачка воздуха в котел маслонапорной установки при повышении уровня масла в котле выше нормального.

8) включение насоса при повышении уровня масла в баке лекажного агрегата;

9) включение насоса или эжектора при повышении уровня воды в крышке турбины;

10) включение резервного трубопровода водяной смазки направляющего подшипника турбины;

11) управление клапаном впуска воздуха под рабочее колесо турбины;

12) перевод агрегата из режима генератора в режим синхронного компенсатора, в процессе которого после получения командного импульса закрывается направляющий аппарат, а также в случаях, когда рабочее колесо расположено ниже отметки нижнего бьефа, вода отжимается в камере рабочего колеса до заданной отметки путем автоматического впуска сжатого воздуха в область рабочего колеса;

13) перевод агрегата из режима синхронного компенсатора в режим генератора путем открытия направляющего аппарата воздействием на механизм ограничения открытия.

Для обеспечения автоматической работы гидроагрегата в конструкции его предусматриваются различные элементы и аппаратура автоматики: контактные устройства, реле, соленоиды, клапаны, поплавки и т. п.

К широко применяемым в автоматике электрическим контактным устройствам относятся:

конечные выключатели — контакты, переключающиеся в конечных положениях какого-либо механизма;

путевые выключатели — контакты, переключающиеся в промежуточных положениях механизмов;

командоаппараты (контакторы) — устройства, в которых имеется целый ряд контактов, путевых и конечных, переключающихся в не-

обходимой последовательности в зависимости от положения контролируемого механизма.

Для осуществления различных воздействий в зависимости от изменения какой-либо контролируемой величины применяются различные реле, которые при изменении этой величины подают соответствующий импульс (переключают контакты, перемещают золотник и т. п.). Значение контролируемой величины, при котором срабатывает реле, называют уставкой. Основные реле, применяемые в схемах автоматики гидроагрегатов, следующие:

электромагнитное реле — употребляется в схемах как промежуточный элемент, когда при появлении тока в одной цепи нужно в ряде других цепей разомкнуть или замкнуть контакты. Электромагнитное реле имеет катушку электромагнита, через которую проходит контролируемый ток. Когда сила тока становится больше определенной величины (уставки), электромагнит срабатывает и притягивает свой якорь, замыкая или размыкая этим ряд контактов;

реле времени — срабатывает, переключая контакты через заданный промежуток времени, после того как на реле подан электрический импульс;

температурное реле — срабатывает, когда измеряемая им температура достигнет определенной величины;

струйное реле — срабатывает при определенной скорости течения жидкости в трубе;

реле уровня — срабатывает при определенных значениях контролируемого уровня жидкости;

реле давления — срабатывает при определенных значениях измеряемого давления;

реле оборотов (центробежное) — срабатывает при определенных значениях контролируемой скорости вращения.

К аппаратуре автоматики относятся золотники дистанционного управления, применяемые для управления различными мелкими сервомоторами. Для перемещения более крупных золотников применяются электромагниты с защелкой, в которых якорь магнита после перемещения останавливается в крайнем положении и обесточивается.

Для закрытия трубопроводов, подающих воду, воздух или масло, применяются клапаны дистанционного управления — соленоидные или с гидроприводом. В соленоидных клапанах перемещение запирающего органа происходит в результате действия электромагнита с защелкой, расположенного непосредственно на клапане. В клапанах с гидроприводом запирающий орган перемещается под давлением с помощью масла; управление подачей этого масла осуществляется золотником с электрическим или механическим приводом.

Последовательность операций управления работой гидроагрегата зависит от конструкции генератора, турбины и регулятора, а также от принятой схемы автоматики. Ниже приводится последовательность операций при управлении мощным гидроагрегатом с поворотнолопастной турбиной и механическим регулятором типа РКО-250.

Пуск турбины производится в следующем порядке:

1) на пульте гидроэлектростанции дежурный поворачивает ключ управления агрегата в положение «пуск». При этом срабатывает электромагнитное реле пуска;

2) электромагнит с защелкой смещает золотник управления гидроклапаном водопровода смазки подшипника турбины, после чего электромагнит ставится на защелку и обесточивается. Гидроклапан открывается, вода поступает в подшипник турбины, срабатывает струйное реле смазки и замыкает контакты для последующих операций;

3) включается пусковой золотник, открываются гидроклапаны регулятора. Лопасти рабочего колеса устанавливаются в пусковое положение. Выключается стопор сервомотора направляющего аппарата;

4) смещается золотник дистанционного управления. Направляющий аппарат открывается до пускового открытия, и агрегат начинает вращаться. Пусковое устройство постепенно открывает направляющий аппарат, увеличивая скорость вращения агрегата. Лопасти рабочего колеса устанавливаются в рабочее положение;

5) с приближением к нормальной скорости вращения вступает в работу маятник и начинает действовать автоматическое регулирование скорости. Регулятор уменьшает открытие направляющего аппарата до открытия холостого хода;

6) регулятор приводит агрегат к нормальной скорости вращения, соответствующей положению механизма изменения скорости вращения. Агрегат готов к синхронизации и включается в сеть.

Нормальная остановка гидроагрегата происходит в нижеприведенной последовательности:

1) с агрегата снимается нагрузка, и генератор отключается от сети. При этом направляющий аппарат закрывается до положения холостого хода. Ключ управления на пульте устанавливается в положение «остановка». Срабатывает ряд реле, необходимых для остановки турбины и регулятора;

2) включается электромагнит остановки, перемещающий золотник дистанционного управления. С помощью главного золотника регулятора закрывается направляющий аппарат, что обеспечивает некоторый натяг между лопатками направляющего аппарата. Включается стопор сервомотора;

3) при снижении скорости вращения гидроагрегата до величины, устанавливаемой заводом — изготовителем генератора, срабатывает реле оборотов, включающее торможение ротора генератора;

4) после остановки ротора агрегата прекращается подача воды к подшипнику турбины и закрывается гидроклапан на водяном трубопроводе. Лопасти рабочего колеса устанавливаются в пусковое положение. Закрываются гидроклапаны регулятора.

Аварийная автоматическая остановка гидроагрегата происходит при возникновении в работающем агрегате неисправностей, грозящих аварией. В зависимости от причины неполадок включается реле остановки от замыкания контактов в одном из следующих устройств: в клапане для ручной аварийной остановки, реле при недопустимом уменьшении или прекращении подачи воды к подшипнику турбины, реле давления при аварийном снижении давления масла в котле, реле оборотов при разгоне агрегата.

Операции аварийной и нормальной остановок происходят в основном одинаково, за исключением того, что в аварийном случае агрегат быстро снижает нагрузку в результате закрытия направляющего аппарата пусковым устройством, и в момент, когда открытие направляющего аппарата соответствует холостому ходу турбины, происходит отключение генератора от сети.

В условиях работы мощных энергосистем часто оказывается необходимым использовать генератор в качестве синхронного компенсатора. Для этого генератор включается в сеть и вращается вхолостую в моторном режиме. Пуск гидроагрегата для работы в режиме синхронного компенсатора производится, как и при нормальном пуске в генераторном режиме, но после включения его в сеть направляющий аппарат закрывается. При этом если уровень нижнего бьефа находится ниже отметки лопастей рабочего колеса, то после закрытия направляющего аппарата вода уходит от рабочего колеса и оно продолжает вращаться

в воздухе. Когда уровень ннжнего бьефа выше отметки лопастей рабочего колеса, то после закрытня направляющего аппарата оно вращается в воде, тормозится о нее лопастями и генератор, работая как электродвигатель, потребляет много энергин. В этих случаях в камеру рабочего колеса подают сжатый воздух, который поннжает уровень воды в отсасывающей трубе так, чтобы рабочее колесо не касалось воды. Перевод агрегата в компенсаторный режнм н отжатне воды в отсасывающей трубе осуществляются автоматически.

ГЛАВА ПЯТАЯ

КОНСТРУКЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

5-1. ПАРАМЕТРЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Гндрогенератор является синхронной машнной трехфазного переменного тока н предназначен для преобразования механнческой энергии соедннениой с ним гндротурбнны в электрнческую энергию. Он может также работать в качестве синхронного компенсатора, вращаясь вхолостую в моторном режнме н потребляя энергню от сети.

По расположенню вала гндрогенераторы подразделяются на вертикальные и горизонтальные. Горнзонтальные генераторы прнменяются в компоновке с гндротурбннамн небольшой мощностн, а в последнее время онн сталн прнменяться в капсульных агрегатах с поворотнолопастными турбннамн.

На современных гндроэлектростанциях средней н большой мощностн прнменяются, как правнло, вертикальные генераторы, так как прн этом упрощается конструкция, повышается надежность н улучшаются условия эксплуатацни гндроагрегата, а также уменьшаются размеры машнnного здання. Вертнкальный генератор является составной частью еднного энергетического агрегата гндроэлектростанцнн. В современных конструкцнях гндроагрегатов узлы н детали генераторов и турбнн компоновочно, конструктнвно и технологнческн взанмно связаны. Так, в некоторых крупных гндроагрегатах генератор не имеет собственного вала н ротор его закрепляется на валу турбнны. В ряде конструкцнй агрегатов подпятннк генератора опирается на крышку турбнны. Маслопрнемннкн рабочего колеса поворотнолопастных турбнн устанавлнваются на верхней частн генератора, а сервомотор рабочего колеса этнх турбин иногда размещается во втулке ротора генератора.

Основными параметрами гндрогенератора являются его мощность, номинальное напряженне, коэффнцнент мощностн, скорость вращення, частота тока, коэффнцнент полезного действня н маховой момент. Мощность и скорость вращення генератора должны соответствовать мощности н скоростн вращения турбнны, а масса его ротора — иметь такой маховой момент, чтобы в случаях колебаний нагрузкн измененне скоростн вращения удержнвалось в допустимых пределах прн заданном временн закрытня направляющего аппарата турбнны.

Актнвная (действнтельная) мощность генератора выражается в кнловаттах н равна

$$P = \eta N,$$

где N — мощность турбины, *квт*;

η — к. п. д. генератора.

Величина полной (кажущейся) мощностн S генератора выражается в кнловольт-амперах (*ква*) и связана с актнвной мощностью соотношением

$$P = S \cos \varphi,$$

где $\cos \varphi$ — коэффицнент мощностн.

Обычно генераторы рассчитываются и выполняются с номинальным коэффициентом мощности $\cos\varphi=0{,}8$, однако допускается изготовление генераторов с коэффициентом мощности более 0,8. Величина его в этом случае определяется условиями работы генератора в энергосистеме.

Для генераторов мощностью до 50 тыс. *квт* применяется напряжение до 10,5 *кв*, а при большей мощности 13,8 и 15,75 *кв*.

Скорость вращения генератора связана с частотой тока соотношением

$$n=\frac{60f}{p},\ об/мин,$$

где f — частота тока, *гц*;

p — число пар полюсов генератора.

При стандартной частоте переменного тока в СССР, равной 50 периодам в секунду, синхронная скорость вращения генератора будет зависеть только от числа пар полюсов и составит

$$n=\frac{3\,000}{p}.$$

Скорости вращения гидрогенераторов обычно находятся в пределах от 50 до 750 *об/мин*.

Величина коэффициента полезного действия генератора определяется электрическими и механическими потерями, которые слагаются из:

электрических потерь в статоре и роторе генератора;

механических потерь в подшипниках и подпятнике;

вентиляционных потерь;

потерь на возбуждение генератора.

Скорость вращения гидроагрегата поддерживается постоянной в допускаемых пределах главным образом за счет кинетической энергии вращающегося ротора гидрогенератора в связи с тем, что регуляторы турбин не могут обеспечить мгновенные изменения расхода воды через турбину при внезапных изменениях нагрузки на генератор.

Кинетическая энергия ротора генератора при заданной скорости вращения агрегата характеризуется величиной махового момента GD^2, где G — вес ротора агрегата, а D — диаметр инерции массы ротора относительно оси вращения. Чем выше маховой момент ротора при той же скорости вращения, тем больше его кинетическая энергия и тем меньше будет изменяться скорость вращения при изменениях нагрузки. Таким образом, наличие больших маховых масс способствует выравниванию качаний скоростей вращения агрегата. Накапливая кинетическую энергию во время ускорения и отдавая ее при замедлении, ротор агрегата является как бы аккумулятором кинетической энергии.

Величина махового момента агрегата, необходимая по условиям регулирования, определяется в основном маховым моментом генератора и зависит от мощности генератора, скорости вращения, времени закрытия направляющего аппарата и повышения действующего напора. Значение махового момента генератора и время закрытия направляющего аппарата устанавливаются совместно заводами — изготовителями турбины и генератора и организацией, проектирующей станцию.

5-2. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Вертикальные гидрогенераторы выполняются двух основных типов — подвесного и зонтичного, различающихся между собой расположением подпятника относительно ротора. В генераторах подвесного типа подпятник расположен над ротором на верхней крестовине, а в ге-

нераторах зонтнчного типа подпятник устанавливается ниже ротора на нижней крестовине или на крышке турбины. Параметры современных отечественных вертикальных гидрогенераторов приведены в таблице.

Таблица

Параметры современных отечественных вертикальных гидрогенераторов

Скорость вращения, об/мин	Мощность, тыс. квт	Напряжение, тыс. в	Диаметр ротора, мм	Максимальное давление на подпятник, Т	Вес, т	
					ротора	общий
Подвесные генераторы						
428,6	55,0	10,5	3 460	440	170	350
375	56,0	10,5	3 860	840	180	360
187,5	57,0	10,5	3 850	1 150	275	575
187,5	37,5	10,5	5 850	410	160	327
166,5	100,0	13,8	7 554	850	450	825
125	225,0	15,75	10 950	1 400	655	1 300
125	72,5	13,8	7 774	850	325	660
115	45,0	10,5	7 818	1 100	244	550
100	32,0	10,5	7 942	630	216	486
83,3	88,0	13,8	10 964	1 030	490	985
Зонтнчные генераторы						
93,8	500,0	15,75	16 048	2 500	900	1 640
88,2	41,6	10,5	9 690	1 200	274	520
68,2	115,0	13,8	14 254	3 400	765	1 365
68,2	40,0	15,75	10 441	1 500	400	835
62,5	100,0	13,8	14 254	2 800	592	1 170
62,5	57,2	13,8	12 800	2 000	515	1 075
51,7	44,0	10,5	14 464	1 600	454	803

На рис. 5-1,*а* приведена компоновочная схема подвесного генератора с двумя направляющими подшипниками, расположенымн на нижней и верхней крестовинах. Схема двухопорного подвесного генератора обычно применялась ранее во всех генераторах этого тнпа. Однако

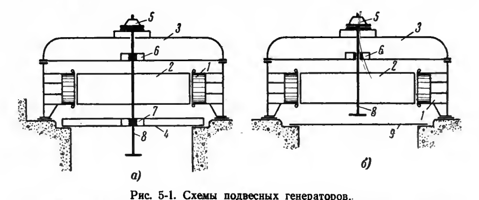


Рис. 5-1. Схемы подвесных генераторов.

а — подвесной генератор с двумя подшипниками; *б* — подвесной генератор с одним подшипником; *1* — статор; *2* — ротор; *3* — верхняя крестовина; *4* — нижняя крестовина; *5* — подпятник; *6* — верхний направляющий подшипник; *7* — нижний направляющий подшипник; *8* — вал генератора; *9* — перекрытие шахты.

стремление к компактности и упрощению гидроагрегатов, уменьшенню его осевых размеров и веса прнвело к созданию подвесного генератора с одним верхним подшипннком над ротором генератора (рнс. 5-1,*б*), нижний же подшипннк объединился с подшипником турбнны. Такая компоновка крупных подвесных генераторов является в настоящее время наиболее предпочтительной.

В применяемых ранее компоновочных схемах зонтичных генераторов (рис. 5-2,*а*) подпятник опирался на утяжеленную нижнюю крестовину. При этом верхний направляющий подшипник располагался на верхней крестовине, а нижний устанавливался под подпятником в нижней крестовине. В некоторых конструкциях таких генераторов нижний подшипник совмещался с подпятником. Дальнейшие конструктивные и технологические проработки показали возможность перемещения опоры подпятника с нижней крестовины на крышку турбины непосредственно или через специальную опорную конструкцию с отказом от нижнего направляющего подшипника, функции которого передаются турбинному подшипнику. Такая компоновка зонтичного генератора (рис. 5-2,*б*) значительно уменьшила его вес и осевые размеры, утяжелив и усложнив несколько турбину вследствие необходимости иметь более мощную крышку для восприятия осевого усилия от подпятника. На большинстве современных крупных низконапорных гидроэлектростанций применены зонтичные генераторы с опорой подпятника на крышке турбины.

Еще большее компоновочное объединение генератора и турбины в единый силовой агрегат получается при применении безвального зонтичного генератора (рис. 5-2,*в*). В такой конструкции генератор по существу не имеет вала и ротор генератора крепится непосредственно к валу турбины, который, таким образом, становится валом всего агрегата. Подпятник, как и в предыдущей схеме, опирается на крышку турбины. Агрегат в этом случае имеет два направляющих подшипника: нижний — у рабочего колеса турбины и верхний — над ротором генератора в верхней крестовине. Генератор конструктивно еще более упрощается, уменьшаются его вес и осевые размеры. Такой агрегат проще по своей конструкции, имеет меньший вес и высоту и надежнее в работе.

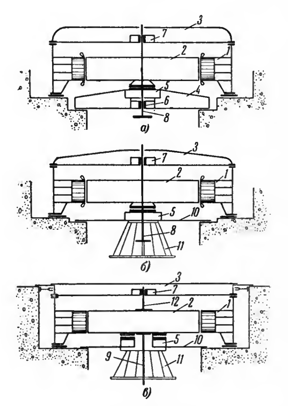


Рис. 5-2. Схемы зонтичных генераторов.

а — зонтичный генератор с подпятником на нижней крестовине; *б* — зонтичный генератор с опорой подпятника на крышке турбины; *в* — зонтичный генератор одновального гидроагрегата; *1* — статор; *2* — ротор; *3* — верхняя крестовина; *4* — нижняя крестовина; *5* — подпятник; *6* — нижний направляющий подшипник; *7* — верхний направляющий подшипник; *8* — вал генератора; *9* — вал агрегата; *10* — перекрытие шахты; *11* — опора подпятника; *12* — надставка вала генератора.

В гидрогенераторостроении в настоящее время применяются оба компоновочных типа генераторов — подвесные и зонтичные.

Подвесные гидрогенераторы применяются обычно для гидроагрегатов с большими скоростями вращения — 125—150 *об/мин* и выше. Генераторы этого типа имеют малое число полюсов и соответственно малый диаметр ротора при большой его высоте.

Мощные гидрогенераторы с меньшими скоростями вращения выполняются, как правило, зонтичного типа. Такие генераторы вследствие малых скоростей вращения имеют большое число полюсов, а следовательно, большие диаметры ротора и малую его высоту.

Крупные вертикальные гидрогенераторы состоят обычно из следующих основных конструктивных узлов: статора, ротора с валом, опорных крестовин, подпятника, направляющих подшипников, системы возбуждения, системы охлаждения воздуха, тормозной системы и системы пожаротушения генератора.

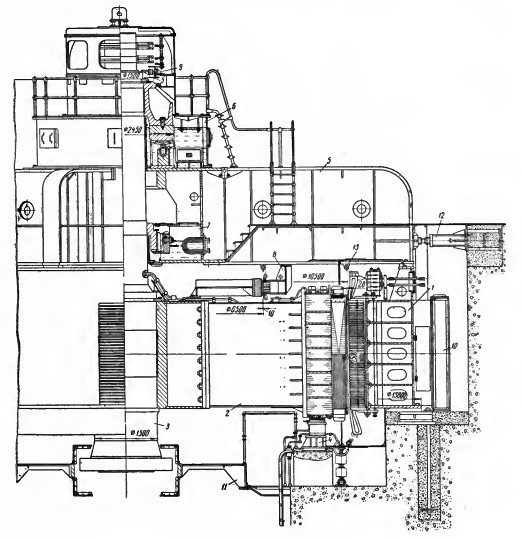


Рис. 5-3. Подвесной генератор.

В качестве примера современного гидрогенератора подвесного типа на рис. 5-3 приведена конструкция генератора мощностью 225 тыс. *квт*, скомпонованного с радиально-осевой гидротурбиной, установленного на Братской гидроэлектростанции.

Корпус статора *1* генератора сварной из листовой стали выполнен разъемным из шести сегментов. Установлен статор с помощью фундаментных плит на массивной подгенераторной конструкции машинного здания. Ротор *2* подвешен с валом *3* на подпятнике *6*, опирающемся на верхнюю крестовину *5*. Направляющий подшипник *7* расположен вы-

ше ротора в нижней части верхней крестовины. В верхней части остова ротора размещен ротор вспомогательного генератора *8*, статор которого закреплен снизу верхней крестовины. Под ободом ротора на бетонных опорах располагаются гидравлические домкраты системы торможения *4* гидроагрегата. Верхняя крестовина сварная, лучевой конструкции, выполнена достаточно жесткой по условиям восприятия всего осевого усилия гидроагрегата. Для придания устойчивости верхней крестовине в процессе работы все лапы крестовины у этого генератора распираются специальными домкратами *12* в бетонный массив основания машинного здания. Сверху подпятника расположен регуляторный генератор *9*.

Вентиляция обмоток генератора производится по замкнутому циклу с охлаждением воздуха специальными воздухоохладителями *10*, размещенными вокруг статора на его корпусе. Для создания замкнутой воздушной камеры генератор отделен от турбины перекрытием *11*. В случае пожара тушение генератора осуществляется водой через систему труб *13* с отверстиями.

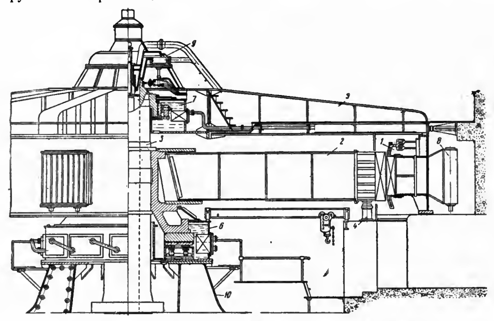


Рис. 5-4. Зонтичный генератор с опорой подпятника на крышке турбины.

На рис. 5-4 показана конструкция более тихоходного крупного зонтичного генератора с опорой подпятника на крышке турбины мощностью 45,4 тыс. *квт* и скоростью вращения 51,7 *об/мин*, скомпонованного с поворотнолопастной турбиной и установленного на Днепродзержинской гидроэлектростанции.

Статор *1* генератора разъемный из шести сегментов диаметром внутренней расточки 14,5 *м*. Ротор *2* с валом *3* — обычной конструкции, но втулка его является одновременно опорной втулкой подпятника *6*. Все кольцевые детали подпятника изготовляются разъемными для возможности демонтажа их при ремонтах. Возбуждение генератора осуществляется от отдельно установленного моторгенератора. В связи с тем что верхняя крестовина *5* не является опорой для подпятника, а нагружена только направляющим подшипником *7* и маслоприемником турбины *9*, она выполнена в виде легкой сварной лучевой конструкции. Взамен нижней крестовины в качестве детали, воспринимающей осевую нагрузку от ротора агрегата, применена специальная опора подпятника

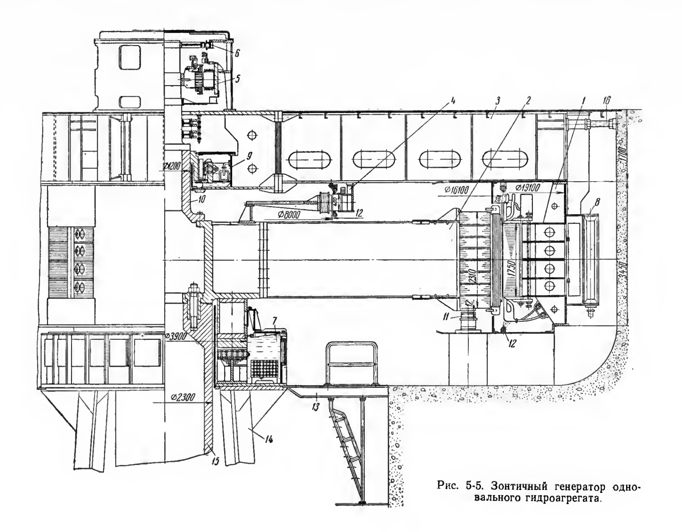


Рис. 5-5. Зонтичный генератор одновального гидроагрегата.

10, расположенная на крышке турбины. Это значительно уменьшило вес генератора и увеличило вибрационную устойчивость агрегата. Тормозная система *4*, воздухоохладители *8* генератора и система пожаротушения выполнены так же, как и у подвесного генератора.

Зонтичный генератор самого крупного в мире гидроагрегата, изготовленного отечественной промышленностью для Красноярской гидроэлектростанции, приведен на рис. 5-5. Мощность генератора 500 тыс. *квт*, скорость вращения 93,8 *об/мин*, напряжение 15 750 *в*, нагрузка на подпятник 2 500 *Т*. Вес ротора составляет 900 *т*, а общий вес генератора 1 640 *т*.

Генератор выполнен с опорой подпятника на крышке турбины. Собственного вала генератор не имеет, и ротор его крепится к валу турбины, что дало возможность создать генератор компактным общей высотой всего 8,35 *м*.

Статор *1* генератора имеет обычную разъемную конструкцию, наружный диаметр его 19,1 *м* и вес 400 *т*. Конструкция ротора *2* отличается тем, что втулка его, являющаяся также втулкой подпятника *7*, закрепляется болтами на верху вала турбины *15*. К верхней части втулки присоединена короткая надставка вала *10*, служащая для фиксирования ротора в верхнем направляющем подшипнике *9*. Верхняя крестовина *3*, являющаяся опорой подшипника, облегченная, лучевого типа, не выступает над полом машинного здания. Возбуждение генератора независимое ионное с вспомогательным генератором *4* и его возбудителем *5*. Сверху генератора находится генератор *6* электропривода регулятора.

Охлаждение обмоток статора генератора водяное, а обмоток ротора — форсированное воздушное с помощью воздухоохладителей *8*. Остальные детали и узлы генератора — система пожаротушения *12*, тормозные домкраты *11*, опоры подпятника *14*, перекрытие *13*, распорные домкраты *16* и др. особых отличий не имеют.

5-3. СТАТОРЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Статор представляет собой неподвижную часть генератора и состоит из корпуса и активной стали, в пазах которой уложена обмотка. По условиям железнодорожной транспортировки корпус статора при наружном диаметре более 3,5—4,0 *м* выполняется разъемным из двух, четырех или шести частей. Соединение частей корпуса между собой на месте установки производится шпильками через стыковые плиты или стойки, приваренные в местах разъема.

На рис. 5-6 приведена одна из конструкций статора генератора. Корпус статора изготовлен сварным из листовой углеродистой стали толщиной 25 *мм*. Конструктивно корпус состоит из четырех горизонтальных поясов *1*, служащих для крепления активной стали, верхнего *2* и нижнего *3* опорных фланцев и наружной вертикальной обшивки *4*. Между горизонтальными поясами и фланцами вварены вертикальные радиальные ребра жесткости *5*, а по внутренней стороне — распорные угольники *6*. Нижний фланец служит для установки статора на фундамент, а верхний — для крепления лап верхней крестовины. В обшивке корпуса имеются окна, через которые выходит теплый воздух, нагревающийся от обмотки и активной стали статора. Снаружи обшивки вокруг статора установлены воздухоохладители с воздухосборными камерами.

Сегменты активной стали (сердечника) штампуются из высоколегированной электротехнической стали с пониженными удельными потерями толщиной 0,5 *мм*. При сборке статора сегменты набираются на клиньях *7*, приваренных к горизонтальным поясам корпуса. По высоте

активная сталь разделена на пакеты *8*, между которыми дистанционными распорками образуются каналы для прохода охлаждающего воздуха. По окончании сборки сегменты сердечника опрессовываются по всей высоте стяжными шпильками *9* с помощью нижней *10* и верхней *11* гребенок и нажимных планок *12* и *13*. С внутренней стороны собранного сердечника образуются вертикальные радиальные каналы, в которые закладывается обмотка статора.

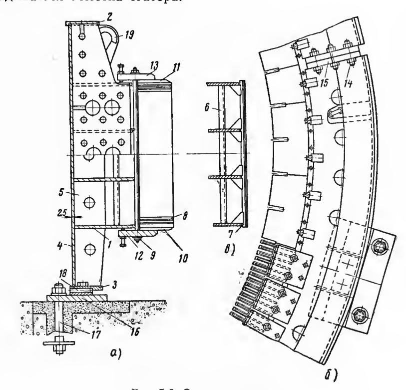


Рис. 5-6. Статор генератора.
а — разрез по статору; *б* — план сегмента статора; *в* — корпус статора.

В рассматриваемой конструкции генератора статор выполнен из шести частей (сегментов), соединение которых между собой произведено шпильками *14* через стыковые плиты *15*. Взаимное положение сегментов статора фиксируется радиальными штифтами, устанавливаемыми в стыках сегментов. Опирание статора на фундамент осуществляется через фундаментные плиты *16*, выверенные парными клиньями и закрепленные фундаментными болтами *17*. Положение корпуса статора относительно фундаментных плит фиксируется радиальными штифтами *18*, допускающими равномерное радиальное перемещение корпуса от температурных расширений. Для захвата сегмента тросом при сборке и перемещении в верхней части каждого из них вварены по две специальные проушины *19*.

5-4. РОТОРЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Ротор является наиболее сложным конструктивным узлом генератора, вес его достигает 50% общего веса генератора. Ротор состоит из следующих основных деталей: вала, остова, обода и полюсов, расположенных по периферии обода. Наружный диаметр ротора крупных генераторов достигает 16 *м* по полюсам и 14 *м* по ободу, а вес в собранном виде — до 900 *т*.

В зависимости от габаритов применяются два вида остовов ротора: дисковые и спицевые. При диаметре ротора до 4 *м* остов с ободом представляет единую конструкцию и изготовляется неразъемным в виде цилиндра из набора отдельных дисков, насаживаемых непосредственно на вал. При диаметре до 8 *м* могут изготовляться дисковые разъемные остовы, а при диаметре свыше 8 *м* применяются спицевые разборные остовы.

Дисковые остовы роторов имеют наиболее надежную конструкцию и хорошо воспринимают вращающий момент. Спицевые разъемные остовы конструктивно более сложны, так как болтовое соединение каждой спицы должно быть рассчитано на передачу соответствующей части вращающего момента.

Спицевый остов состоит обычно из насаженной на вал втулки и спиц, прикрепленных к втулке болтами через диски или вертикальные плиты. На концах спицы по верхним и нижним полкам связываются между собой легкими балками, фиксирующими правильность положения спиц по торцам.

Размеры обода по диаметру для средних и крупных генераторов не допускают транспортировки его в собранном виде, и поэтому такие ободы выполняются из отдельных штампованных стальных сегментов и собираются на месте их установки.

Для тихоходных генераторов большой мощности целесообразно увеличивать диаметр ротора до предела, ограничиваемого механической прочностью его при угонной скорости вращения. Увеличением диаметра ротора достигается лучшее охлаждение генератора и снижение веса обода при заданном маховом моменте гидроагрегата. Чрезмерное увеличение диаметра обода вызывает возникновение высоких напряжений в нем и значительных деформаций от действия центробежной силы. Поэтому наружный диаметр обода ротора принимается из условия, чтобы величина деформации обода при угонной скорости вращения не превышала допускаемых отклонений воздушного зазора между полюсами ротора и обмоткой статора.

Обод по высоте разделяется на ряд пакетов, набранных из отдельных сегментов и стянутых шпильками. В промежутках между пакетами встроены распорки, выполняющие роль вентиляционных лопаток, обеспечивающих интенсивную подачу воздуха к наиболее нагреваемым активным частям генератора. Собранный обод в подогретом состоянии расклинивается по торцам спиц парными клиньями, обеспечивающими плотную посадку обода на остов. Для предотвращения скольжения обода по остову при подъеме ротора на тормозах обод сверху запирается шпонками, закладываемыми в пазы наружных торцевых плит спиц. К торцевым частям обода сверху и снизу крепятся вентиляционные лопатки, обеспечивающие циркуляцию охлаждающего воздуха внутри генератора. К нижней плоскости обода закрепляются тщательно шлифованные тормозные сегменты.

Полюсы генератора состоят из сердечника, обмотки возбуждения и изоляционных прокладок, которые изолируют сердечник от обмотки и витки обмотки друг от друга. Сердечник полюса выполняется из опрессованных и стянутых между собой тонких штампованных листов электротехнической стали. С тыльной стороны сердечники имеют хвостовики таврового сечения, которые входят в соответствующие пазы обода и расклиниваются в них парными клиньями. Обмотки возбуждения представляют собой катушки из голой плоской меди специального профиля, надетые на сердечники. Изоляционные прокладки изготовляются из асбостеклотекстолита.

Роторы подвесных и зонтичных генераторов различаются между собой конструкцией вала, втулки остова и соединенных в ней спиц.

Обод ротора и полюсы обоих типов генераторов одинаковы. На рис. 5-7 показана одна из конструкций роторов крупных подвесных генераторов. Вал генератора, выполненный с внутренним сквозным сверлением, по конструкции и технологии изготовления аналогичен турбинному валу. В месте посадки втулки *1* вал выполнен с утолщением и нижним опорным буртиком. Втулка цилиндрической конструкции выполнена стальной литой. Наружная поверхность втулки имеет обработанные вертикальные плоскости для присоединения спиц *2* ротора. В некоторых

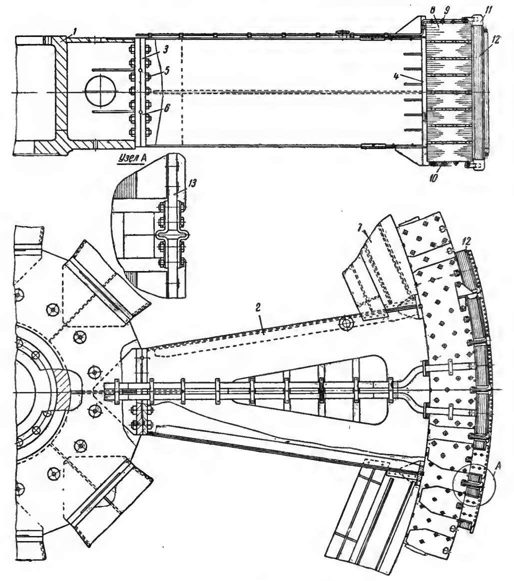


Рис. 5-7. Ротор подвесного генератора.

конструкциях роторов подвесных генераторов втулки выполняются сварно-литыми. В этом случае к литой центральной части втулки, насаживаемой на вал, приварены верхний и нижний диски, на периферии которых вварены вертикальные плиты для крепления спиц. Посадка втулки на вал производится в нагретом состоянии. Для предотвращения осевого перемещения втулка фиксируется запорным кольцом, а вра-

щательного — осевой шпонкой или натягом, полученным при горячей посадке.

Спицы изготовлены сварными в виде балки двутаврового сечения с приваренными и обработанными внутренними *3* и наружными *4* торцевыми плитами. Внутренними плитами спицы соединены с втулкой и закреплены припасованными болтами *5*. Осевое положение спиц на втулке фиксируется шпонкой *6*, а тангенциальное — штифтами. Сверху и снизу наружная часть спицы закрывается перекрытиями *7*.

Обод ротора *8* состоит из отдельных штампованных сегментов, уложенных в восемь пакетов. Кроме вентиляционных каналов между

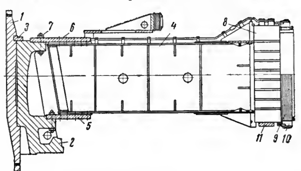


Рис. 5-8. Ротор зонтичного генератора.

пакетами, созданных распорками, в стыках сегментов также имеются зазоры для прохода вентилирующего воздуха. По окончании сборки обод опрессовывается и стягивается шпильками *9*. В нижней части обод опирается на выступ торцевой плиты, а сверху он фиксируется шпонками. Закрепление обода на спицах производится парными встречными клиньями, устанавливаемыми с предварительным разогревом обода. При необходимости клиньями может быть исправлена небольшая неконцентричность обода. Тормозные сегменты *10* закрепляются к нижней части обода стяжными шпильками с утопленными гайками. По периферии обода наверху и внизу установлены вентиляционные лопатки *11*.

Полюсы *12* ротора поступают на место установки генератора полностью собранными, устанавливаются тавровыми хвостовиками в пазы обода, образованные соответствующими вырезами в сегментах, и закрепляются встречными клиньями. Чтобы катушки обмотки были все время прижаты к башмакам полюса, в обод ротора утоплено большое количество пружин, воздействующих на нижние шайбы катушек и отжимающих их в радиальном направлении. Шины успокоительной обмотки *13*, уложенные в пазах каждого полюса, соединяются между собой в общее кольцо с помощью эластичных пластин, набранных из тонких медных листов со складкой для компенсации возможных тепловых расширений и механических сдвигов полюсов.

На рис. 5-8 приведена конструкция ротора зонтичного генератора. Вал генератора зонтичного типа отличается от вала подвесного генератора тем, что верхняя часть его (выше ротора) не нагружена крутящим моментом и является только опорой направляющего подшипника. Вследствие этого вал в верхней части изготовляется меньшего сечения либо удлиняется облегченной надставкой, соединенной с основным валом шпильками. В представленной конструкции в месте соединения вала *1* с втулкой *2* ротора опорный буртик выполнен обточкой вала, а запорное кольцо *3* устанавливается в кольцевую проточку.

Втулка ротора зонтичного генератора является одновременно и опорной втулкой подпятника, что значительно усложняет ее конструкцию и технологию изготовления. Выполнена втулка стальной литой

с тремя фланцами, из которых два верхних служат для присоединения остова ротора, а к нижнему прикрепляется снизу вращающийся (зеркальный) диск подпятника. Насадка втулки на вал производится также в горячем состоянии. Для предотвращения осевого перемещения по валу втулка фиксируется запорным кольцом, а возможного поворота — продольной шпонкой. Соединение спиц *4* ротора с втулкой осуществляется нижним *5* и верхним *6* дисками с помощью припасованных шпилек *7*.

Все остальные детали и узлы ротора — обод *8*, полюсы *9*, вентиляционные лопатки *10*, тормозные сегменты *11* и др. подобны аналогичным деталям ротора подвесного генератора.

5-5. КРЕСТОВИНЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Верхние и нижние крестовины вертикальных гидрогенераторов представляют собой опорные конструкции, воспринимающие нагрузку от вращающихся и неподвижных деталей и узлов генератора и турбины и передающие их на фундамент непосредственно или через другие детали. Такими нагрузками являются:

осевые нагрузки на подпятник от веса ротора агрегата и осевого давления воды;

радиальные нагрузки на направляющие подшипники, возникающие вследствие динамической неуравновешенности ротора, возможного перекоса во фланцевом соединении валов и неравномерного магнитного притяжения ротора к статору;

осевые нагрузки от веса установленных на крестовинах деталей и узлов генератора и турбины — подпятника, подшипников, статоров возбудителя, подвозбудителя, вспомогательного и регуляторного генераторов, маслоприемника поворотнолопастных турбин и др.

Основными из этих нагрузок являются осевая нагрузка на подпятник и радиальная нагрузка на направляющие подшипники. В зависимости от вида основной нагрузки крестовины подразделяются на опорные, направляющие и опорно-направляющие.

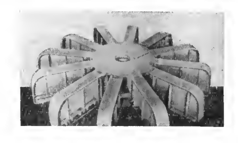
Конструкции крестовин и их количество определяются компоновочной схемой гидроагрегата. В гидроагрегатах с генератором подвесного типа при трехопорной компоновке агрегата генератор имеет два направляющих подшипника. В этом случае на верхней крестовине расположены подпятник и верхний подшипник и, следовательно, она является опорно-направляющей. Нижний подшипник устанавливается на нижней крестовине, которая будет только направляющей. В двухопорной компоновке агрегата подвесной генератор имеет только верхнюю опорно-направляющую крестовину.

В гидроагрегатах с генераторами зонтичного типа при трехопорной компоновке агрегата генератор имеет также два направляющих подшипника. Верхний подшипник устанавливается в верхней крестовине, и она является направляющей, а подпятник и нижний подшипник располагаются на нижней опорно-направляющей крестовине. При двухопорной компоновке гидроагрегата зонтичный генератор имеет также только верхнюю крестовину с направляющим подшипником, а подпятник опирается на крышку турбины. Функции опорной крестовины в такой схеме полностью несет крышка турбины.

Современные средние и крупные гидроагрегаты с подвесными и зонтичными генераторами выполняются преимущественно с двумя направляющими подшипниками: верхний — над ротором генератора и нижний — у рабочего колеса турбины. Подпятник в зонтичных генераторах устанавливается на крышку турбины непосредственно или через специальную опору, а в подвесных — на верхнюю крестовину. Вследст-

вне этого нижняя крестовина в обоих типах генераторов отсутствует совсем либо заменяется легкой конструкцией для размещения перекрытия шахты турбины. Верхняя же крестовина в подвесных генераторах является опорно-направляющей, а в зонтичных — направляющей.

Крестовины выполняются достаточно жесткими и прочными для обеспечения спокойной и надежной работы ротора агрегата. В зависимости от габаритов и веса генератора применяются крестовины мостового или лучевого типа. При пролете крестовины до 4—5 *м* и осевой



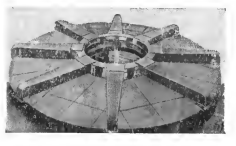


Рис. 5-9. Верхние крестовины лучевого типа.
а — подвесного гидрогенератора; *б* — зонтичного гидрогенератора.

нагрузке до 400—500 *Т* принимаются мостовые крестовины, при больших параметрах — лучевые.

Мостовые опорные крестовины — нижние у зонтичных генераторов и верхние у подвесных — в зависимости от величины нагрузки и пролета изготовляются в виде сварного моста из двутавровых балок, в центральной части которого располагаются подпятник и подшипник. При больших размерах моста поперек основных лап устанавливаются

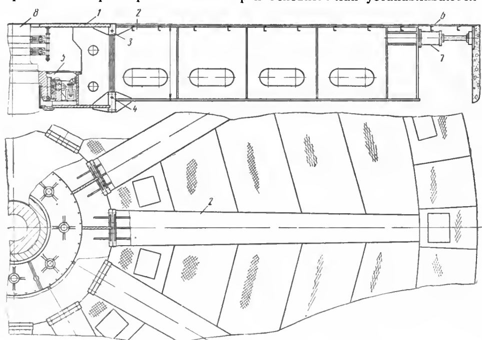


Рис. 5-10. Верхняя крестовина подвесного генератора.

дополнительные лапы. Лучевая крестовина состоит из центральной цилиндрической части, вокруг которой равномерно расположены отъемные радиальные лапы двутаврового сечения. Направляющие крестовины —

нижние у подвесных генераторов и верхние у зонтичных — выполняются конструктивно более простыми и легкими.

В связи с тем что современные генераторы изготовляются в основном с крестовинами лучевого типа, ниже рассмотрены конструкции такого выполнения опорно-направляющей крестовины для подвесного генератора и направляющей для зонтичного генератора (рис. 5-9).

На рис. 5-10 показана верхняя крестовина лучевого типа подвесного генератора. Крестовина состоит из сварной центральной втулки *1* и отъемных лап *2* двутаврового сечения. Соединение лап и втулки про-

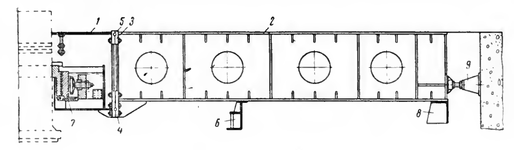


Рис. 5-11. Верхняя крестовина зонтичного генератора.

изводится болтами через вертикальные плиты *3*, приваренные к втулке и лапам. В осевом направлении лапы фиксируются штифтами *4*. В центральной втулке расположен верхний направляющий подшипник *5*. Пространство между лапами и над воздушными камерами закрыто перекрытием *6*. Лапы крестовины опираются на фланец статора и крепятся к нему болтами. Распорные домкраты *7* установлены у каждой лапы. Вал *8* свободно проходит через центральное отверстие втулки. Сверху на втулку опираются подпятник и статоры возбудителя и подвозбудителя.

Верхняя крестовина лучевого типа зонтичного генератора показана на рис. 5-11. Состоит она также из центральной втулки *1* и присоединенных к ней сварных лучевых отъемных лап *2*. Соединение лап со втулкой произведено болтами через приваренные верхнюю *3* и нижнюю *4* вертикальные плиты с фиксацией их в осевом направлении горизонтальными штифтами *5*. Снизу к лапам присоединена опора статора вспомогательного генератора *6*. В центральной втулке размещен верхний направляющий подшипник *7*. Опирается крестовина лапами на верхний фланец статора *8*. Распорными домкратами *9* крестовина и верхняя часть статора раскреплены в фундаменте генератора.

5-6. ПОДПЯТНИКИ

Назначение и работа подпятников. Подпятники вертикальных генераторов предназначены для восприятия осевой нагрузки от веса ротора гидроагрегата и осевого давления воды и для передачи этих нагрузок через опорные детали на фундамент машинного здания. Радиальных усилий подпятник не воспринимает. В современных крупных гидроагрегатах осевые нагрузки очень велики и достигают 2 500—3 400 *Т*. В связи с этим подпятник является одним из наиболее ответственных конструктивных узлов гидроагрегата.

В гидроагрегатах применяются как подпятники скольжения, так и подпятники качения. Однако подпятники качения вследствие трудности создания их на большие нагрузки нашли применение только в малых гидроагрегатах. Подпятники скольжения могут быть выполнены на

любые практически необходимые нагрузки, и поэтому во всех современных средних и крупных гидроагрегатах применяются исключительно подпятники скольжения.

Схематично подпятник скольжения представляет собой конструкцию из двух трущихся поверхностей, размещенных в масляной ванне. Нижняя невращающаяся поверхность, являющаяся опорной, установлена на неподвижной части гидроагрегата, а верхняя—вращающаяся—надежно закреплена на его валу.

Для обеспечения наименьшего трения и надлежащей надежности работы подпятника скольжения необходимо, чтобы при взаимоперемещении трущихся поверхностей между ними всегда находился слой смазки. При этом получается так называемое жидкостное трение. Толщина слоя смазки должна быть достаточной для того, чтобы предотвратить непосредственное соприкосновение трущихся поверхностей при всех режимах работы гидроагрегата, включая пуски и остановки.

Длительное и надежное обеспечение жидкостного трения в подпятниках возможно лишь при скоростях взаимного перемещения трущихся поверхностей, превышающих некоторую минимальную скорость, так называемую скорость всплывания подпятника. Работа подпятника в зоне скоростей ниже его скорости всплывания сопровождается быстрым нагревом трущихся поверхностей. Поэтому возникает опасность повреждения трущихся поверхностей при пусках и остановках агрегата, когда скорость его вращения становится ниже нормальной.

Движение смазки между трущимися поверхностями определяется насосным действием поверхностей трения и давлением на подпятник. Непараллельность плоскостей трения и создание этим возможности непрерывного засасывания масла между трущимися поверхностями осуществляются в дисковых подпятниках радиальными канавками со скосами в трущихся поверхностях, а в сегментных — некоторым смещением точки опоры сегмента к выходному концу.

При работе подпятника выделяется большое количество тепла, которое нагревает подпятник до значительных температур. Обычно в работающих подпятниках температура достигает 50—65° С, но не должна превышать 70° С, так как более высокая температура опасна для подпятника.

Нормальная работа подпятника может быть обеспечена при наличии постоянного масляного слоя достаточной толщины между трущимися поверхностями и постоянного отвода тепла, выделяемого при работе подпятника. Первое условие удовлетворяется правильным конструированием опорных поверхностей подпятника, способствующих засасыванию масла между ними, созданию и поддержанию масляного слоя в процессе работы. Второе условие обеспечивается установкой в масляной ванне маслоохладителей, через которые циркулирует холодная вода.

Устанавливаемые на верхней крестовине генератора подпятники и направляющие подшипники изолируются от вредного действия блуждающих токов с помощью соответствующих изоляционных прокладок.

Основным параметром подпятника, определяющим его конструкцию является удельное давление, равное отношению общей нагрузки на подпятник к площади трущейся поверхности его. Обычно величина удельного давления в подпятниках принимается не более 30—35 *кГ/см²*. Уменьшение удельного давления несомненно повышает надежность работы агрегата, однако в крупных гидроагрегатах вследствие конструктивных и технологических затруднений при изготовлении трущихся поверхностей больших габаритов удельные давления вынужденно повышаются.

Конструктивные типы подпятников. В современных гидроагрегатах применяются в основном два типа подпятников: дисковые — в генерато-

рах малой и средней мощности и сегментные — в генераторах средней и большой мощности.

Дисковый подпятник на жесткой опоре состоит из нижнего опорного диска, залитого баббитом, и втулки, неподвижно закрепленной на валу генератора. Верхняя трущаяся поверхность может быть образована нижней частью втулки подпятника либо выполнена в виде отдельного диска, соединенного с втулкой подпятника. Подпятники такой конструкции применяются для удельных нагрузок не более 10—15 *кГ/см²*.

Дисковые подпятники на упругом основании с эластичным нижним опорным диском применяются для подвесных генераторов средней мощности с удельным давлением до 30 *кГ/см²*. Конструктивно такой подпятник состоит из установленной на верхней крестовине масляной ванны, в которой и размещены все детали подпятника. На дне масляной ванны устанавливается большое количество пружин, на которых и располагается нижний неподвижный диск, залитый баббитом и имеющий радиальные смазочные канавки. Для большей упругости диск имеет радиальный разрез. Фиксация диска от проворота относительно основания производится штифтами. На баббитовый неподвижный диск опирается верхний вращающийся диск, также имеющий радиальные смазочные канавки. Вращающийся диск присоединяется к втулке подпятника, которая закреплена на валу с помощью разрезной кольцевой шпонки (опорного кольца). Охлаждение масла производится маслоохладителями, размещенными в масляной ванне.

Сегментные подпятники. Наиболее современная и совершенная конструкция подпятников с самоустанавливающимися сегментами, применяемая в средних и крупных гидрогенераторах, допускает удельное давление до 40 *кГ/см²*. В последние годы при создании уникальных гидроагрегатов намечается тенденция к повышению удельного давления до 60—65 *кГ/см²*, что, однако, снижает надежность работы подпятников.

Имеется ряд конструктивных исполнений сегментных подпятников, различающихся между собой в основном способом опирания сегментов. Так, в разной степени находят применение сегментные подпятники с жесткими винтовыми опорами, с упругими пружинными опорами, на гидравлической опоре и с опорой на рычажную систему.

Подпятники с самоустанавливающимися сегментами на винтовых опорах получили преимущественное распространение в отечественном гидроэнергомашиностроении. На рис. 5-12 приведена такая конструкция сегментного подпятника крупного подвесного генератора. Аналогичные конструкции подпятников, отличающиеся лишь конфигурацией втулки, применяются и для зонтичных генераторов.

Корпус *1* подпятника установлен на центральной части верхней крестовины *2*. Масляная ванна *3* сварная и в зависимости от габаритов и конструкции генератора может быть целой или разъемной. Двуслойные сегменты, состоящие из верхней тонкой части *4* с баббитовой трущейся поверхностью и массивной нижней части *5*, через упругие тарелки *6* эксцентрично опираются на болты *7* со сферической головкой. Применяются также сегменты однослойные. Опорные болты установлены в опорные стойки *8*. Вращающийся диск *9* с зеркальной трущейся поверхностью закреплен болтами *10* и зафиксирован от тангенциального смещения штифтами на втулке подпятника *11*, посаженной на вал генератора *12* в горячем состоянии. Втулка закреплена на валу кольцевой *13* и осевой шпонками. Между верхним диском и втулкой подпятника проложена электроизоляционная прокладка *14*, предохраняющая детали подпятника от контактных нарушений их поверхностей блуждающими токами. Изолируются также болты крепления диска. Охлаждение масла

производится маслоохладителями *15*, все соединения которых вынесены на наружную поверхность масляной ванны.

Постоянные расстояния между сегментами обеспечиваются упорами *17*. От радиального перемещения нижняя часть сегмента предохраняется упорной планкой *18*. Положение тонкой части сегмента фиксируется планками *19* и *20*. Одинаковое высотное положение сегментов, обеспечивающее равномерное распределение осевой нагрузки между

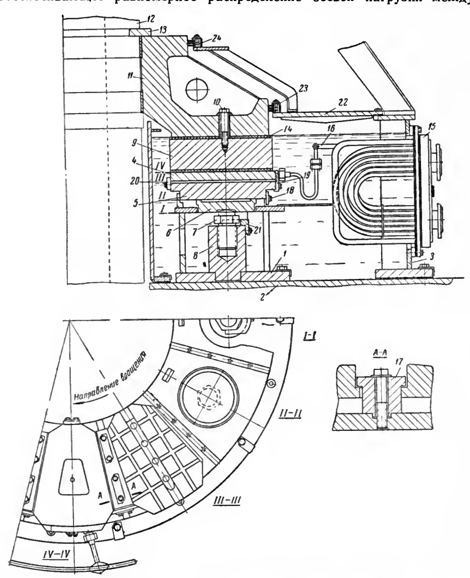


Рис. 5-12. Подпятник с самоустанавливающимися сегментами.

сегментами, регулируется опорными болтами после сборки подпятника на месте установки и фиксируется стопорами *21*. Крышка *22* масляной ванны имеет двойное масло-воздушное уплотнение *23*, *24* по втулке подпятника. Протечки масла через неплотности болтовых соединений масляной ванны предотвращаются постановкой в этих соединениях маслостойких прокладок. Температура металла сегментов и масла в подпятнике измеряется термометрическими сигнализаторами и термометрами сопротивления, установленными в сегментах и в масле.

Для уменьшения момента трогания при пуске и обеспечения условий образования масляной пленки при пуске и остановке агрегата в некоторых последних конструкциях крупных гидроагрегатов применяется принудительная подача масла под высоким давлением коллектором *16* к центру сегментов между трущимися поверхностями. При установившемся режиме подача масла прекращается.

Количество сегментов в зависимости от конструкции подпятника, его габаритов и величины осевой нагрузки принимается от шести до двадцати и более. С целью повышения допускаемого удельного давления до 60 *кГ/см²* и выше применяется иногда двухрядное расположение сегментов с опиранием их через специальные балансиры. При этом габариты сегментов уменьшаются в 2—2,5 раза. Соответственно должны снизиться температурные деформации сегментов и повыситься надежность их. Однако двухрядное расположение сегментов широкого распространения пока не получило. Считается также, что тонкие двуслойные сегменты надежнее в работе, чем толстые однослойные.

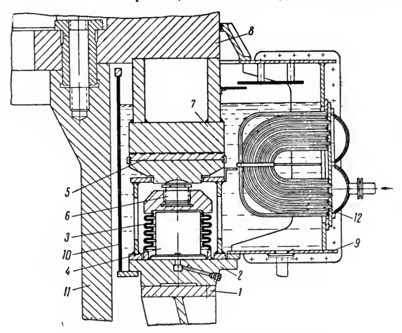


Рис. 5-13. Подпятник на гидравлической опоре.

Подпятники с сегментами, опирающимися на пружины, по конструкции аналогичны пружинным дисковым подпятникам. Для крупных гидроагрегатов такие подпятники сложны в изготовлении, и поэтому область применения их ограничивается сравнительно небольшими осевыми нагрузками и удельными давлениями.

Новые конструкции подпятников. В настоящее время на заводах-изготовителях разработан и испытан в натурных условиях ряд новых конструкций подпятников и отдельных конструктивных и технологических мероприятий по обеспечению применения сегментных подпятников на удельные давления до 60—65 *кГ/см²*. Так, созданы сегментные подпятники на гидравлической опоре, с опорой на рычажную систему и др.

Степень надежности работы подпятника определяется в основном равномерностью распределения осевой нагрузки между отдельными сегментами. Такое распределение нагрузки практически трудно осуществимо вручную с помощью опорных болтов в сегментных подпятниках нормальной конструкции. В связи с этим в ряде новых конструкций

подпятников применяются специальные устройства, позволяющие автоматически устанавливать и поддерживать в работе равномерность нагрузки на каждый сегмент. Одной из таких конструкций является подпятник на гидравлической опоре, применение которого на большие нагрузки и повышенные удельные давления наиболее перспективно.

Основной принципиальной и положительной особенностью подпятника на гидравлической опоре является автоматическое выравнивание нагрузки на каждый сегмент в результате гидравлической связи опорных эластичных камер. Благодаря этому уменьшаются неблагоприятные воздействия на сегменты, вызываемые неровностью поверхности трения вращающегося диска и неперпендикулярностью ее оси вращения агрегата.

На рис. 5-13 приведена одна из конструкций подпятника, разработанная в проекте гидроагрегатов Красноярской ГЭС с зонтичными генераторами. Осевая нагрузка на подпятник составляет 2500 *Т*, а удельное давление — 60 *кГ/см²*. Подпятник устанавливается на опоре *1*, расположенной на крышке турбины. Массивное основание *2* подпятника выполнено с внутренними каналами, соединяющими между собой эластичные камеры *3*, приваренные к основанию. Внутри камер установлены и приварены глухие стальные цилиндры *4*, уменьшающие объем камер. Двуслойные сегменты *5* опираются на сферические головки опорных болтов *6*, ввернутых в массивную верхнюю часть камеры. Вращающийся диск *7* закреплен на втулке *8* ротора, выполняющей в данной конструкции функции втулки подпятника. Масляная ванна *9* выполнена разъемной и крепится, так же как и выгородка *10* вала *11*, к основанию подпятника. Маслоохладители *12* закреплены снаружи масляной ванны и при ремонтах подпятника могут отниматься для облегчения выема сегментов.

Подпятник на балансирных рычажных опорах также относится к числу подпятников с автоматическим распределением нагрузки между сегментами. Каждый сегмент этого подпятника опирается через упругую тарелку на балансиры, представляющие собой систему чередующихся рычагов первого и второго рода. Вследствие того что плечи коромысел и рычагов в пределах точности изготовления выполнены одинаковыми, распределение нагрузки между сегментами должно быть практически равномерным.

5-7. НАПРАВЛЯЮЩИЕ ПОДШИПНИКИ

В средних и крупных генераторах, как правило, применяются баббитовые подшипники скольжения двух типов: втулочные и сегментные.

Втулочные баббитовые подшипники изготовляются разъемными из двух половин. Основным недостатком этих подшипников являются технологические затруднения при заливке баббитом больших поверхностей вкладышей и подгонке их по валу в процессе контрольной сборки и монтажа. Кроме того, в связи с выполнением центральной части крестовин, где устанавливаются направляющие подшипники, неразъемной вкладыш подшипника при демонтаже приходится смещать вдоль оси вала, что приводит к увеличению осевых размеров генератора.

Сегментные подшипники выполняются с вкладышами в виде ряда отдельных регулируемых сегментов. Такая конструкция вкладышей дает возможность регулировать зазоры в подшипнике в довольно широком диапазоне, что обеспечивает надежное образование масляной пленки, а следовательно, и нормальную устойчивую работу

подшипников. Сегментные подшипники при больших диаметрах валов наиболее целесообразны с точки зрения технологии изготовления, а также удобства монтажа и ремонтов. Выем сегментов при демонтаже не требует увеличения осевых размеров генератора. Подача смазки к трущимся поверхностям осуществляется через косые или радиальные отверстия в шейке подшипника, которые работают как центробежный насос. Охлаждение масла производится маслоохладителями, расположенными непосредственно в масляной ванне подшипника. В настоящее время отечественными заводами для средних и крупных генераторов применяются только направляющие подшипники с купающимися в масле самоустанавливающимися сегментами с винтовыми опорами.

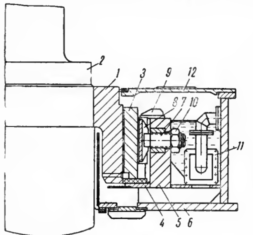


Рис. 5-14. Сегментный направляющий подшипник.

На рис. 5-14 приведена конструкция сегментного подшипника. Направляющая шейка *1* подшипника выполнена в виде втулки, посаженной на вал *2* в горячем состоянии и обработанной совместно с валом. Сегмент *3* установлен на опорный диск *4*, выполненный в единой сварной конструкции с корпусом подшипника *5* и масляной ванной *6*. Положение сегментов в радиальном направлении регулируется упорными болтами *7* через упругие тарелки *8*, опирающиеся на выточку в корпусе и сверху закрепленные консолью *9*. Сегменты располагаются эксцентрично относительно оси упорных болтов, что обеспечивает создание масляного клина при работе агрегата, и изолируются от корпуса для предохранения от действия блуждающих токов. После регулирования зазоров в подшипнике положение сегментов фиксируется контргайкой *10* упорного болта. Маслоохладители *11* кольцевого типа размещены в масляной ванне, закрытой крышкой *12*.

5-8. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГЕНЕРАТОРОВ

К вспомогательным устройствам генератора относятся: тормозная система, система возбуждения генератора, вентиляционные устройства, средства пожаротушения.

Тормозная система. Если гидрогенератор предоставить самоторможению после выключения его из работы, то длительное вращение ротора с низкими скоростями вызовет ухудшение условий смазки подпятника и может привести к выходу его из строя. Поэтому для уменьшения времени вращения ротора гидроагрегата при низких скоростях во всех гидрогенераторах предусматривается торможение его вращающихся частей. Тормозная система должна обеспечивать непрерывное торможение гидрогенератора при его остановке, после того как будет прекращен доступ воды в гидротурбину, генератор отключен от электрической сети и скорость вращения его снизится до 35% номинальной. Торможение генераторов мощностью 1 000 *ква* и выше производится воздушной тормозной системой, работающей при давлении около 7 *ати*.

Тормозная система состоит из установленных на нижней крестовине или фундаменте генератора тормозных домкратов поршневого типа с подушками трения, упирающимися при торможении в массивное тор-

мозное кольцо, закрепленное в нижней части обода ротора. Тормозные устройства служат также домкратами для подъема ротора агрегата. В этих случаях в нижнюю полость тормозных цилиндров от передвижного масляного насоса подается масло давлением до 100 $кГ/см^2$.

Возбуждение синхронных гидрогенераторов производится постоянным током, который проходит через обмотку ротора (полюсы) и создает магнитное поле. На современных гидроэлектростанциях большой мощности применяются следующие системы возбуждения гидрогенераторов:

1) прямое (непосредственное) индивидуальное возбуждение осуществляется генератором постоянного тока (возбудителем), расположенным над ротором каждого генератора и жестко связанным с его валом. В более мощных генераторах для возбуждения применяется двухмашинная группа, состоящая из генератора постоянного тока (возбудителя) и связанного с ним второго генератора постоянного тока малой мощности (подвозбудителя), предназначенного для возбуждения возбудителя;

2) косвенное индивидуальное возбуждение состоит из расположенного на валу каждого генератора вспомогательного синхронного генератора переменного тока, его возбудителя с подвозбудителем и преобразовательного агрегата, установленного вблизи каждого гидрогенератора и состоящего из асинхронного двигателя и генератора постоянного тока. Вспомогательный синхронный генератор питает асинхронный двигатель, приводящий в движение генератор постоянного тока, от которого подается возбуждение на полюсы ротора генератора;

3) косвенное централизованное возбуждение, когда для группы из двух—четырех гидрогенераторов устанавливается один общий преобразовательный агрегат, асинхронный двигатель которого питается переменным трехфазным током от энергосистемы через трансформатор собственных нужд. Возбуждение всех гидрогенераторов группы питается постоянным током от генератора преобразовательного агрегата;

4) система ионного возбуждения, в которой преобразование переменного тока в постоянный производится ионными преобразователями—выпрямителями (ионными вентилями). Питание ионных выпрямителей переменным током производится от вспомогательных синхронных генераторов, расположенных на валу каждого гидрогенератора, через специальные трансформаторы.

Применяются также системы, в которых ионные выпрямители питаются от трансформаторов, подключенных к выводам генератора. В этом случае вспомогательные генераторы на валах главных генераторов не предусматриваются.

Наибольшее распространение на гидроэлектростанциях получила система прямого индивидуального возбуждения, зарекомендовавшая себя как наиболее простая и надежная в эксплуатации. Однако она практически неприменима для современных сверхмощных гидрогенераторов из-за большой мощности и громоздкости требуемых возбудителей. Поэтому на крупных гидроэлектростанциях в настоящее время применяют обычно систему ионного возбуждения с установкой на одном валу с генератором вспомогательного синхронного генератора, располагаемого в тихоходных генераторах под ротором, а в быстроходных — над ротором.

Регуляторный генератор. Привод центробежного маятника автоматического регулятора скорости в современных гидроагрегатах осуществляется с помощью электродвигателя, питаемого током от специального регуляторного генератора. Регуляторный генератор представляет собой трехфазный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов. Этот генератор устанавливается, как правило, в верхней части агрегата и связывается с валом генератора.

Регуляторные генераторы выполняются обычно в виде отдельной машины на подшипниках качения, соединенной с валом главного генератора при помощи эластичной муфты или шлицевого валика.

Система охлаждения генератора предназначена для интенсивного обмена воздуха у активных частей статора и ротора. Генераторы мощностью до 4 000 *ква* изготовляются с самовентиляцией по разомкнутому циклу, а генераторы мощностью 4 000 *ква* и выше — с самовентиляцией по замкнутому циклу.

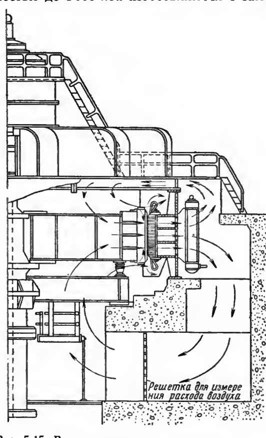


Рис. 5-15. Вентиляционная схема гидрогенератора.

При охлаждении по разомкнутому циклу воздух забирается извне и выпускается туда же. Для предохранения от поступления в генератор пыли в месте забора воздуха должны устанавливаться соответствующие фильтры.

В случае охлаждения по замкнутому циклу в генераторе непрерывно циркулирует одна и та же порция воздуха, нагревающегося в генераторе и охлаждающегося затем в водяных воздухоохладителях. При этой системе охлаждения обеспечивается предохранение генератора от попадания в него пыли и понижается опасность распространения возможного пожара при внутреннем коротком замыкании в обмотках генератора.

Для охлаждения современных крупных гидрогенераторов применяется радиальная замкнутая система самовентиляции воздуха (рис. 5-15). В качестве напорных элементов, обеспечивающих подачу охлаждающего воздуха, используются специальные лопасти, устанавливаемые на торцах обода ротора, вентиляционное действие которых охлаждает обмотки статора и ротора. Полюсы ротора также всасывают воздух через радиальные каналы ротора и направляют его на тепловыделяющие поверхности сердечника и пазовой части обмотки статора.

При создании уникальных гидроагрегатов сверхвысоких мощностей возникла необходимость взамен обычной системы охлаждения самовентиляцией воздуха применить более эффективную комбинированную систему охлаждения генератора с охлаждением обмотки статора водой и форсированным воздушным охлаждением ротора. Такая система охлаждения должна повысить надежность работы генераторов.

Пожаротушение. Тушение пожаров, которые могут возникнуть внутри генератора при повреждениях и коротком замыкании обмоток статора или ротора, производится, как правило, водой. Для этой цели внутри гидрогенераторов мощностью свыше 1 700 *ква* в зоне верхних и нижних лобовых частей обмоток статора устанавливаются два кольце-

вых трубопровода. Трубопроводы имеют большое количество мелких отверстий, направленных на обмотку, через которые и подается вода при пожаре.

Трубопроводы системы пожаротушения подсоединяются к сети технического водоснабжения. Включение трубопроводов пожаротушения при пожаре осуществляется с помощью дистанционно управляемых клапанов.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОДГОТОВКА МОНТАЖНЫХ РАБОТ

6-1. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Цикл создания и установки любой энергетической машины состоит из следующих основных этапов: разработка конструкции, включая расчеты, лабораторные и модельные исследования, изготовление, сборка и испытание машины на заводе, установка ее на место и ввод в эксплуатацию.

В связи с исключительно большими габаритами и весами гидроагрегатов сборка и испытания как агрегатов в целом, так и отдельно турбин и генераторов на заводе не производятся. Поэтому полная сборка и опробование гидроагрегата, т. е. окончание его изготовления выполняется только на месте установки, и монтажная площадка является по существу выпускающим цехом завода-изготовителя, а монтажные работы — завершающим этапом в изготовлении гидроэнергетического оборудования.

Характер, организация и технология монтажных работ по гидроэнергетическому оборудованию определяются не только конструктивно-технологическими особенностями гидроагрегатов каждой станции и незавершенностью изготовления оборудования на заводе, но и тесной взаимосвязью монтажных работ со строительными работами по сооружению гидроэлектростанций.

В объем монтажных работ входят следующие операции: повторение заводской сборки гидроагрегата на месте установки, опробование его на холостом ходу, наладка и испытание под нагрузкой и сдача в эксплуатацию. Основными техническими требованиями к монтажу гидроэнергетического оборудования являются:

выполнение сборки и установки деталей и узлов гидроагрегата в точном соответствии с установочными и сборочными чертежами и с соблюдением технологии монтажных работ;

соответствие установочных осей и отметок агрегата проектным данным;

обеспечение нормального пуска и работы гидроагрегата на холостом ходу и под нагрузкой.

В процессе монтажа выполняются не только сборочные операции, определяемые нормальной технологией заводского изготовления гидроагрегата, но и вынужденно производится ряд работ вследствие неполного или некачественного изготовления и сборки деталей и узлов агрегата на заводе.

Для обеспечения поставки заводами качественного и полностью завершенного гидроэнергетического оборудования в заданиях, выдаваемых заводам на его изготовление и поставку, необходимо предусматривать:

для габаритного оборудования (не превышающего железнодорожного габарита) — изготовление и сборку полностью на заводе, чтобы

не было необходимости производства ревизии его на месте установки;

для негабаритного оборудования — изготовление в виде максимально законченных, транспортабельных, испытанных и взаимно подогнанных блоков, исключающих доделочные и подгоночные работы в процессе монтажа;

возможность укрупнительной сборки и внутристанционной транспортировки элементов оборудования на монтажной площадке и его крупноблочного монтажа;

специальные устройства на оборудовании для строповки его при погрузке, разгрузке и монтаже (рым-болты, проушины, ложные штуцера и др.);

отверстия в опорных частях оборудования для заливки сверху их полостей бетоном или раствором при подливке смонтированного оборудования;

изготовление и поставку средств малой механизации монтажных и ремонтных работ и специального слесарно-сборочного инструмента.

Монтажные работы по гидроэнергетическому оборудованию на сооружаемых гидроэлектростанциях осуществляются, как правило, специализированными монтажными организациями, которыми создаются для этой цели на строительствах станций хозрасчетные монтажные участки.

Непосредственно монтаж агрегата выполняется специализированными бригадами рабочих, создаваемыми по отдельным видам сборочных и монтажных работ: сборка рабочих колес турбин, сборка роторов генераторов, монтаж статора генератора, монтаж направляющего аппарата и др.

Заводы-изготовители оборудования организуют надзор за соблюдением технических требований завода к монтажу и вводу оборудования в эксплуатацию, который осуществляется представителями завода-изготовителя, так называемым шеф-монтажным персоналом.

Шеф-монтажный персонал участвует в приемке оборудования в монтаж, проверке и приемке скрытых и промежуточных работ, в составлении монтажных формуляров и актов, межоперационном контроле монтажных работ и сдаточных испытаниях смонтированного оборудования. Технические указания шеф-монтажного персонала, в пределах требований директивной документации, обязательны для монтирующей организации.

6-2. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Выбор правильного метода организации и выполнения монтажа оборудования является одним из основных условий своевременного и успешного ввода оборудования в эксплуатацию и надежной работы его.

Методы монтажа гидроэнергетического оборудования в зависимости от ряда основных положений, принятых при организации строительно-монтажных работ по сооружению гидроэлектростанций, различаются:

по степени предварительного укрупнения элементов оборудования (блочности монтажа);

по характеру совмещения (одновременности производства) монтажных и строительных работ;

по одновременности монтажа агрегатов (фронту монтажных работ).

В зависимости от степени предварительного укрупнения элементов оборудования на монтажной площадке монтаж гидроагрегатов может производиться отдельными деталями и даже частями их, конструктивными блоками, узлами и механизмами и, наконец, полностью собранным агрегатом (при небольших агрегатах без бетонируемых закладных частей). При этом блоком принято называть конструктивно и техноло-

гически осуществимый монтажный узел, механизм или деталь с максимальными весами и габаритами, определяемыми грузоподъемностью кранов или условиями транспортировки блока от места сборки к месту установки его в проектное положение.

В зависимости от одновременности выполнения монтажных и строительных работ монтаж оборудования может осуществляться с установкой закладных частей оборудования в штрабы, специально для них оставленные в бетоне уже сооруженного машинного здания (штрабной монтаж), или с установкой закладных частей до возведения бетонного массива здания станции с последующим бетонированием их в процессе сооружения здания станции (совмещенный монтаж).

В зависимости от фронта работ монтаж гидроагрегатов производится последовательно — по одному гидроагрегату, вначале турбины, а затем генератора, или параллельно — широким фронтом с выполнением одновременно работ по ряду агрегатов.

Методы монтажа следует выбирать и устанавливать в зависимости от количества, конструкции и габаритов гидроагрегатов, индивидуальных особенностей компоновки и организации строительства станции, необходимых сроков ввода оборудования в эксплуатацию и других местных условий.

Выбирая методы монтажа гидроагрегатов, необходимо учитывать, что установка агрегата на место отдельными деталями является наиболее простым и дешевым способом монтажа, так как при этом не требуется больших монтажных площадей, грузоподъемные средства могут быть ограничены минимумом, необходимым для ремонтов агрегатов в процессе эксплуатации, особых средств механизации не нужно, потребность в рабочей силе невелика. Но такой способ монтажа длителен и целесообразен только на небольших гидроэлектростанциях с малым количеством гидроагрегатов либо в случаях, когда это допускается сроками строительства.

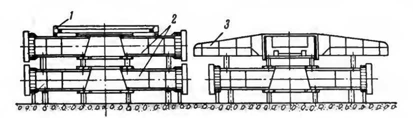
Монтаж крупными блоками несомненно уменьшает сроки производства монтажных работ, но требует увеличенных площадей для сборки, дополнительных грузоподъемных механизмов и специальных средств механизации работ, одновременного участия большого количества рабочих. Этот способ монтажа организационно сложен, и осуществление его дороже, но он может оказаться рациональным для крупных станций с большим количеством агрегатов, где установлены сжатые сроки строительства и монтажа.

Производство монтажных работ с установкой закладных частей агрегата в штрабы, оставленные в бетоне законченного машинного здания, облегчает условия монтажа. Но при этом способе монтажа увеличиваются сроки сооружения гидроэлектростанции и, кроме того, омоноличивание штрабного бетона с основным не всегда обеспечивает надежную прочность установки закладных частей агрегата.

Одновременное (совмещенное) выполнение строительных и монтажных работ усложняет и несколько удорожает монтаж оборудования и строительство машинного здания станции, но обеспечивает высокие темпы монтажных работ и качественную установку закладных частей в монолитном бетоне. В соответствии с этим совмещенный метод монтажа может быть рекомендован при сооружении крупных гидроэлектростанций.

Фронт монтажных работ характеризуется количеством выполняемых одновременно монтажных операций на месте установки агрегатов и видов сборочных работ на монтажной площадке. Наличие необходимого фронта работ определяется требуемыми темпами монтажа. На станциях с длительными сроками строительства монтажные работы могут производиться самым узким фронтом, т. е. оборудование может монти-

роваться последовательно по одному агрегату с установкой вначале турбины, а затем генератора и с максимальным выполнением сборочных работ на месте установки. Однако на гидроэлектростанциях с большим количеством гидроагрегатов при сжатых сроках строительства и монтажа фронт монтажных работ должен быть максимально расширен. При этом не только должен монтироваться одновременно ряд агрегатов, но и в одном агрегате монтажные операции должны быть максимально совмещены. В этих случаях все сборочные операции следует по возможности выполнять заранее на монтажных площадках.



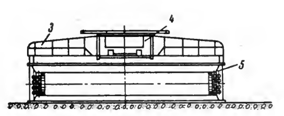


Рис. 6-1. Крупные блоки гидроагрегатов, подготовленные к монтажу.
1 — статор вспомогательного генератора; *2* — ротор генератора; *3* — верхняя крестовина; *4* — ротор вспомогательного генератора; *5* — статор генератора.

В послевоенные годы строительство большого количества гидроэлектростанций, в том числе ряда крупных уникальных станций с большим количеством агрегатов, потребовало выполнения чрезвычайно большого объема работ по монтажу гидроэнергетического оборудования в значительно меньшие сроки по сравнению с обычно принятыми. В связи с этим отечественными монтажными организациями были разработаны и осуществлены новые скоростные методы организации и технологии монтажных работ, которые обеспечили своевременное сооружение и ввод в эксплуатацию всех построенных гидроэлектростанций.

Эти методы характеризуются следующими основными положениями:

совмещением монтажа закладных частей турбин со строительными работами по возведению подводной части машинного здания и максимальным совмещением монтажных и строительных работ в течение всего последующего монтажа агрегатов;

максимальной параллельностью монтажа рабочих механизмов турбины и генератора одного агрегата и развертыванием самого широкого фронта работ, охватывающего монтаж одновременно нескольких гидроагрегатов (рис. 6-1);

применением индустриальных методов выполнения монтажных работ;

установкой на место в проектное положение деталей максимально крупными блоками, заранее собранными на монтажной и специальных сборочных площадках;

осуществлением поточного способа в укрупненной сборке и монтаже;

широким использованием малой механизации сборочных и монтажных работ — специальных монтажных механизмов, приспособлений и устройств.

Совмещение установки закладных частей со строительством машинного здания исключает время монтажа закладных частей из общей длительности строительства гидроэлектростанции. Одновременность монтажных работ по турбине и генератору и по нескольким агрегатам значительно уменьшает общий цикл монтажа оборудования станции и дает возможность вводить гидроагрегаты в эксплуатацию через очень короткие промежутки времени (30—20 дней и менее).

Решающее влияние на повышение производительности труда и снижение сроков производства монтажных работ оказывает внедрение индустриальных методов. Основной признак индустриализации — разделение цикла монтажных работ на две стадии:

подготовительная стадия, куда входят комплектация, подготовка и сборка деталей и монтажных узлов, выполняемая вне кратера гидроагрегата;

собственно монтаж, сводящийся к установке в проектное положение укрупненных узлов и соединению их между собой.

Поточность при монтаже гидроагрегатов, заключается в том, что детали, узлы и крупные монтажные блоки оборудования; предварительно подготовленные и укрупненные на сборочных площадках, поступают в законченном виде к месту установки непрерывным потоком в определенной технологической последовательности согласно проекту производства монтажных работ. При этом строительные работы по блоку гидроагрегата должны выполняться с опережением и в сроки, обусловливаемые технологией монтажных работ.

Поточный способ монтажа гидроагрегатов, основанный на специализации монтажных бригад, является самым производительным и может быть рекомендован для гидроэлектростанций с большим количеством агрегатов. Однако успешное осуществление его возможно только при наличии дополнительных сборочных площадей и в случае, если монтажным работам, как завершающим строительство и определяющим срок пуска гидроэлектростанции, будут технологически подчинены все другие строительно-монтажные работы.

Скоростные методы монтажных работ требуют дополнительных расходов в сравнении с производством монтажа по обычной схеме. Так, совмещение монтажа закладных частей с возведением бетона подводного блока обходится примерно на 10% дороже производства монтажа в готовом здании. Монтаж широким фронтом вызывает в отдельных случаях значительные расходы на сооружение временных сборочных площадок и на дополнительные грузоподъемные средства. Однако это удорожание монтажных работ окупается дополнительной выработкой электроэнергии за счет ускорения ввода гидроагрегатов в эксплуатацию.

6-3. ОРГАНИЗАЦИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

По времени выполнения, характеру монтажных работ и связи их с производством строительных работ по машинному зданию станции весь цикл монтажа крупного гидроэнергетического оборудования можно разделить на три основных этапа:

1) подготовительные работы, выполняемые до начала монтажа оборудования;
2) монтаж закладных частей турбины;
3) монтаж рабочих механизмов гидроагрегата.

Подготовительные работы, являющиеся организационно-технической подготовкой к монтажу гидроэнергетического оборудования и осуществляемые обычно до начала монтажных работ, заключаются в выполнении основных мероприятий, необходимых для обеспечения успешного монтажа гидроагрегатов. Организационно-техническая подготовка к монтажу включает:

получение монтажной организацией проектно-технической документации от генподрядчика или заказчика;

составление проекта производства монтажных работ, согласование и утверждение его в надлежащем порядке;

организацию в соответствии с проектом производства монтажных работ мест хранения и укрупнительной сборки оборудования;

сооружение постоянных или временных подъездных путей с устройством подходов и подъездов достаточной ширины, обеспечивающих нормальную подачу оборудования и материалов в монтажную зону, а в пределах последней — к месту установки;

возведение необходимых для производства монтажных работ временных сооружений, производственных и бытовых помещений;

прокладку внешних магистральных и разводящих сетей для подводки к местам укрупнительной сборки и монтажа оборудования электроэнергии, воды и сжатого воздуха, необходимых для монтажных работ, с устройствами для подключения к ним потребителей;

устройство электроосвещения объектов монтажа и примыкающих к ним площадей;

комплектную поставку оборудования и материалов в необходимом для выполнения монтажных работ объеме, предусмотренном согласованным графиком или проектом производства монтажных работ;

обеспечение необходимой строительной готовности объекта;

оснащение монтажной организации подъемно-транспортным оборудованием, механизмами, инструментами и приспособлениями;

монтаж эксплуатационного и монтажного подъемно-транспортного оборудования, предусмотренного проектом производства работ;

организацию мероприятий по технике безопасности, охране труда и промсанитарии.

Установка оборудования может быть начата только после того, как подготовленная к монтажу подводная часть машинного здания будет сдана для производства работ монтажной организации. Сдача-приемка мест установки оборудования производится по исполнительным геодезическим схемам, составленным в процессе строительства.

Монтаж закладных частей турбины в случаях совмещения строительных и монтажных работ должен начинаться сразу по достижении подводным бетонным массивом машинного здания отметки низа облицовки конуса отсасывающей трубы.

Монтаж рабочих механизмов гидроагрегата: рабочих механизмов турбины с регулятором скорости, механической части генератора и вспомогательного оборудования может быть начат по окончании сооружения верхнего машинного здания и после выхода на ось монтируемого агрегата эксплуатационных грузоподъемных кранов.

Монтаж закладных деталей гидротурбин, как правило, производится одновременно со строительными работами по подводной части блоков гидроагрегатов, когда машинного здания и постоянных кранов еще нет. Следовательно, монтаж может выполняться только с помощью строительных кранов, грузоподъемность которых определяет максимальное укрупнение блоков и способы установки их на место.

Целесообразно было бы вначале устанавливать полностью закладные детали всех агрегатов станции, а затем уже приступать к монтажу рабочих механизмов агрегатов развернутым фронтом. Однако по усло-

виям строительства это не всегда возможно, и тогда монтаж закладных деталей осуществляется в «ступенчатом» порядке: в готовом блоке первых гидроагрегатов монтируют закладные детали и по готовности здания и постоянных кранов приступают к монтажу рабочих механизмов агрегата. Одновременно начинают установку закладных деталей следующих блоков, подготовленных строительством для монтажа и так далее, т. е. параллельно монтируются рабочие механизмы предыдущего блока агрегатов и закладные детали последующего блока.

Во всех случаях вначале устанавливают облицовку отсасывающей трубы. Затем в зависимости от конструкции турбины, схемы и хода строительных работ монтируется статор турбины, а после этого устанавливается камера рабочего колеса, либо вначале монтируется камера рабочего колеса, а затем уже устанавливается статор.

Рабочее колесо собирается всегда полностью на монтажной площадке и в собранном виде опускается в кратер агрегата в зависимости от конструкции турбины до или после монтажа направляющих лопаток. Затем устанавливается на место и присоединяется к рабочему колесу вал турбины с предварительно установленной маслоподводящей штангой у поворотнолопастных турбин. В турбинах радиально-осевых рабочее колесо может быть установлено с присоединенным валом. Центровку турбины целесообразно производить после установки крышки турбины, которая в некоторых конструкциях турбин может быть собрана на монтажной площадке.

В гидроагрегатах с подпятником на крышке турбины после установки крышки монтируется опора подпятника, подпятник и устанавливается вал генератора. В зонтичных генераторах с подпятником на нижней крестовине вал устанавливается после монтажа крестовины и подпятника. Ротор генераторов подвесного типа, как правило, собирается с валом на монтажной площадке, устанавливается в кратере на тормоза, и затем монтируется верхняя крестовина и подпятник. Центровка вала зонтичного генератора может производиться до опускания ротора, а подвесного — после установки ротора с валом.

Соединение валов гидроагрегата с зонтичным генератором производится до установки ротора, а агрегатов с подвесным генератором — после установки ротора. После соединения валов и проверки центровки всего агрегата заканчивается монтаж крестовин, подпятника и подшипников генератора и турбины, устанавливается магнитная система и монтируются вспомогательное оборудование и служебные трубопроводы.

Монтаж регулятора и маслонапорной установки можно производить сразу после возведения фундаментов для бака с котлом и регуляторной колонки, не ожидая окончания монтажа турбины.

6-4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Своевременный ввод в эксплуатацию строящихся гидроэлектростанций, особенно крупных станций с большим количеством мощных гидроагрегатов, требует исключительно четкой организации и рациональной технологии производства как подготовительных, так и основных монтажных работ. Особенности компоновки и строительства каждой гидроэлектростанции накладывают индивидуальные требования к решению вопросов выполнения и совмещения строительных и монтажных работ в здании станции. Поэтому весь объем работ по монтажу гидроагрегатов должен выполняться в полном соответствии с заранее разработанным проектом производства монтажных работ, увязанным с утвержденым проектом организации и производства строительных работ.

Проектирование монтажных работ на крупных гидроэлектростанциях осуществляется в два этапа. Вначале на первом этапе подготовки строительства гидроэлектростанции до начала собственно монтажа оборудования устанавливается порядок организации и подготовки монтажных работ. Отдельный проект для этого этапа не разрабатывается, и организация монтажных работ производится в соответствии с общим проектом организации строительства гидроэлектростанции.

Проект организации строительства составляется, как правило, генеральной проектной организацией, осуществляющей строительное проектирование, и должен содержать следующие материалы по монтажу основного оборудования:

1) объемы монтажных работ по годам в соответствии с планом строительства;

2) последовательность, темпы и методы монтажных работ;

3) потребность в рабочих кадрах, инженерно-технических работниках и основных материально-технических ресурсах.

На втором этапе проектирования монтажных работ на основе проекта организации строительства, чертежей и инструкций заводов-изготовителей и других директивных материалов монтирующая организация составляет специальный проект производства монтажных работ.

Проект производства работ по монтажу основного гидроэнергетического оборудования должен содержать следующие материалы:

1) техническую характеристику основного оборудования — энергетические показатели, вес и габариты деталей и узлов;

2) календарный план производства монтажных работ с уточненными объемами работ по каждому агрегату и всем агрегатам станции, а также сводный календарный план, устанавливающий последовательность и сроки выполнения монтажных и взаимосвязанных с ними строительных работ в целом по строительству;

3) технологический процесс сборки и монтажа гидроэнергетического оборудования в соответствии с принятым методом монтажа;

4) расчет потребности и график движения рабочей силы;

5) графики предварительной укрупнительной сборки деталей и узлов гидроагрегата;

6) схемы расположения и организации сборочных площадок, необходимых для ревизии, контрольной и укрупнительной сборки оборудования;

7) расчет потребности и графики работы основных грузоподъемных механизмов;

8) расчет потребности в материальных ресурсах для монтажа и испытаний гидроагрегатов (инструменты, материалы, оборудование, электроэнергия, сжатый воздух);

9) строительный генеральный план объекта с уточненным расположением складов оборудования, площадок укрупнительной сборки деталей и узлов, временных монтажных сооружений, грузоподъемных механизмов, подъездных путей и др.;

10) рабочие чертежи зданий и сооружений для монтажных нужд;

11) ведомость специальных монтажных и такелажных механизмов, устройств и приспособлений, подмостей, а также рабочие чертежи на новые виды приспособлений;

12) технологические карты и схемы производства сложных сборочно-монтажных работ;

13) решения по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарным мероприятиям, требующие проектной проработки;

14) необходимые дополнительные мероприятия и условия, обеспечивающие организацию и сроки выполнения монтажных работ;

15) пояснительную записку, содержащую обоснования основных решений проекта производства работ и потребности в рабочей силе, грузоподъемных механизмах, приспособлениях, устройствах и других вопросов с необходимыми технико-экономическими показателями.

Осуществление монтажа оборудования без проекта производства монтажных работ не должно допускаться.

Перед началом монтажа оборудования проект производства монтажных работ должен быть проверен на месте, так как составляется он иногда задолго до монтажа и реальные условия на строительстве к этому времени могут измениться. В случае необходимости проект дорабатывается. Графики строительно-монтажных и сборочных работ привязываются по времени.

При разработке проектов производства монтажных работ используются общегосударственные и отраслевые нормативные и директивные материалы, опытные данные по законченным строительствам гидроэлектростанций, технические условия на изготовление и монтаж оборудования, инструкции по монтажу, рабочие чертежи оборудования и другие инструктивные материалы заводов-изготовителей оборудования, проектирующих и монтажных организаций.

Ниже рассматривается порядок проработки в проектах производства монтажных работ основных вопросов, решающих подготовку и качественное выполнение монтажа и ввод гидроэнергетического оборудования в эксплуатацию в установленные сроки.

Технологические схемы монтажа оборудования являются основным документом, определяющим порядок и сроки выполнения монтажных работ, а следовательно, и ввода гидроагрегатов в эксплуатацию. Поэтому выбор наиболее рациональной технологической схемы должен производиться особенно тщательно с учетом компоновки, конструкции и технологии изготовления оборудования, сроков и порядка его поставки, схемы и сроков выполнения строительных работ по машинному зданию и станции в целом, наличия и размеров сборочных и монтажных площадок, наличия и времени ввода в эксплуатацию необходимых грузоподъемных механизмов и других конкретных условий организации и осуществления строительства гидроэлектростанции.

В соответствии с принятой схемой монтажа составляется технологический процесс монтажных работ по агрегату, в котором рассматриваются в технологической последовательности все основные операции по сборке, установке, бетонированию, проверке и испытанию деталей, узлов и механизмов турбины, генератора, системы регулирования и вспомогательного оборудования с указанием трудоемкости каждой операции в человеко-днях, длительности выполнения ее в днях (сменах) и количества занятых в операции рабочих.

Разработанный технологический процесс монтажных работ дает возможность определить следующие основные показатели:

трудоемкость монтажных работ по агрегату;

длительность монтажа агрегата по отдельным этапам монтажных работ, а именно:

монтажа закладных деталей и выполнения строительных работ до выхода мостового (козлового) крана в зону монтируемого агрегата;

монтажа рабочих механизмов турбины и генератора;

пуско-наладочных работ;

требуемое количество рабочих для монтажа как одного, так и всех монтируемых агрегатов.

Все монтажные операции по времени и последовательности их выполнения можно разделить на три группы.

Первая группа включает все последовательные цикловые монтажные операции, выполняемые на месте установки агрегата в шахте тур-

Технологический график
монтажа гидроагрегата с поворотнолопастной турбиной и генератором зонтичного типа

№ операций	Наименование операций	Трудоемкость операции, чел./смены	Длительность работ, раб. дни (10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120 130)
1	Монтаж облицовки отсасывающей трубы	96	6-8
2	Бетонирование облицовки	—	14
3	Монтаж конуса спирали и плит статора	128	8-8
4	Бетонирование конуса спирали и плит статора	—	12
5	Укрупнительная сборка статора турбины	128	8-8
6	Монтаж статора турбины	80	5-8
7	Монтаж камеры рабочего колеса	96	6-8
8	Монтаж нижнего кольца направляющего аппарата	48	3-8
9	Бетонирование нижнего узла закладных частей	—	12
10	Монтаж облицовки шахты турбины	112	7-8
11	Возведение бетонного блока агрегата	—	11
12	Монтаж направляющего аппарата	240	20-6
13	Сборка и испытания рабочего колеса	312	26-6
14	Установка рабочего колеса на место	48	3-8
15	Сборка блока крышки турбины	64	4-8
16	Монтаж блока крышки турбины	32	2-8
17	Центровка ротора турбины	32	2-8
18	Укрупнительная сборка статора генератора	272	17-8
19	Установка статора генератора	64	4-8
20	Монтаж подпятника	32	2-8
21	Установка и центровка вала генератора	48	4-6
22	Укрупнительная сборка ротора генератора	648	27-12
23	Установка ротора генератора	96	6-8

в зону агрегата

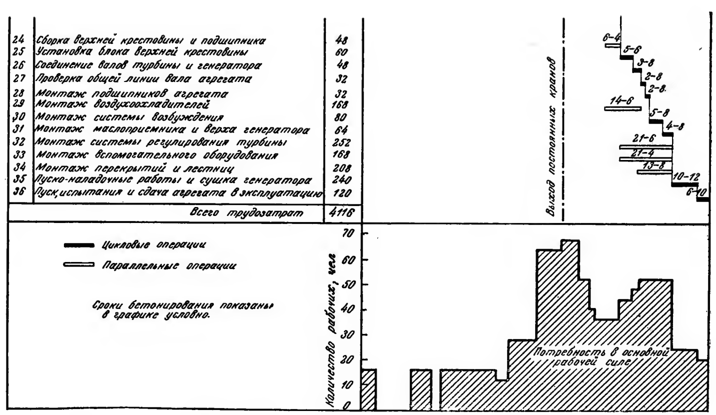


Рис. 6-2. Технологический график монтажа гидроагрегата.

бины, которые определяют продолжительиость монтажа агрегата и входят в общий цикл строительства гидроэлектростаиции.

Вторая группа включает параллельные сборочиые и монтажные операции, выполняемые одновремеино с последовательиыми операциями и не влияющие иа общую продолжительность монтажа. Такими операциями могут являться как чисто монтажные работы в блоке агрегата, так и предварительиая укрупиительиая сборка узлов и блоков вие зоны агрегата.

Третья группа включает подготовительные операции вспомогательного характера, не учитываемые технологическим процессом, как, например, вскрытие упаковки, очистка деталей от коисервирующих покрытий, ржавчины и грязи, опиловка кромок и заусеицев, прогоика резьбы крепежиых деталей и др.

Трудоемкость отдельных монтажных операций и общая трудоемкость монтажных работ по гидроагрегату определяются иа основе опытных даиных по монтажу аналогичного оборудоваиия, цеииика на монтаж гидроэнергетического оборудования, а также норм и расценок на монтажиые работы.

Общая трудоемкость монтажных работ по агрегату и станции определяется как сумма трудоемкостей всех трех операций. При этом затраты труда на подготовительные и подсобные работы могут быть приняты в размере 15—20% трудоемкости последовательиых и параллельиых операций.

Потребиость в рабочей силе для выполнеиия монтажной операции определяется рациональным составом рабочей бригады и трудоемкостью операции, а также техиологически и оргаиизациоиио целесообразиой длительностью операции. При этом иеобходимо учитывать, что все моитажные операции приходится производить, как правило, в две смеиы, а пуско-наладочные испытания, сушку геиератора и ввод агрегата в эксплуатацию — даже в три смены.

Длительность монтажа каждой операции (k) равна трудоемкости ее (q), поделениой на состав бригады (m):

$$k=\frac{q}{m}, \text{ дни.} \tag{6-1}$$

Полиый цикл моитажа гидроагрегата включает время выполнеиия всех последовательиых монтажиых операций, длительиость бетоиирования закладиых деталей и продолжительиость возведеиия бетонного блока в пределах агрегата.

Продолжительность моитажа гидроагрегатов является одним из основиых факторов, решающих своевремеиный ввод гидроэлектростанции в эксплуатацию, и поэтому разработке этого вопроса в проекте уделяется особое виимаиие.

Общая продолжительиость монтажа гидроагрегатов устаиавливается в зависимости от директивиого срока ввода агрегатов в эксплуатацию, возможиости начала моитажиых работ и сроков производства их по условиям строительства, а также от обеспечеииости сборочными и моиажиыми площадями, грузоподъемными средствами и своевремеиности поступления оборудоваиия с заводов. При этом иеобходимо учитывать длительность моитажа одиого агрегата, техиологическую целесообразиость одновремеиного моитажа иескольких агрегатов, длительность перерыва между устаиовкой закладиых частей и монтажом рабочих механизмов, темпы и сроки строительиых работ по возведеиию машинного здаиия и водоиапорного фроита стаиции.

Определеиие длительиости монтажа агрегатов станции в случае

одновременного монтажа нескольких агрегатов может быть произведено по формуле

$$A=a+t(n-1), \qquad (6\text{-}2)$$

где A — общая длительность монтажа, рабочие дни;

a — длительность монтажа одного агрегата, рабочие дни;

t — интервал между началом монтажа последующих агрегатов (шаг потока), рабочие дни;

n — число агрегатов станции.

Сроки длительности монтажа гидроагрегатов, установленные Министерством энергетики и электрификации СССР, приведены в табл. 6-1. При этом началом монтажа гидроагрегата считается день опускания в кратер агрегата рабочего колеса турбины, а окончанием монтажа — начало комплексного опробования агрегата. Продолжительность монтажа первого агрегата вновь строящихся гидроэлектростанций следует устанавливать с коэффициентом 1,5, а второго — 1,2. Для районов Севера, Сибири и Дальнего Востока продолжительность монтажа всех последующих агрегатов устанавливается с коэффициентом 1,1.

Таблица 6-1

Продолжительность монтажа гидроагрегатов

Типы гидроагрегатов	Диаметр рабочего колеса турбины, *м*	Продолжительность монтажа, рабочие дни
С поворотнолопастными турбинами	3,7—5,0	35
	6,6—7,2	40
	8,0	45
	9,0—9,3	50
С радиально-осевыми турбинами	3,0	35
	4,1	40
	5,5	50

Шаг потока определяется в зависимости от назначенных сроков ввода станции в эксплуатацию, темпов строительства станции и машинного здания, количества агрегатов и других факторов, влияющих на длительность монтажа. Практически он может составлять 0,4—0,5 от времени монтажа одного агрегата.

По материалам укрупненного технологического процесса и в соответствии с длительностью монтажа одного агрегата и всех агрегатов станции, а также исходя из времени предоставления фронта работ и необходимых сроков окончания монтажа агрегатов, составляется технологический календарный график производства монтажных работ по агрегату (рис. 6-2) и общий календарный график монтажа всех агрегатов станции (рис. 6-3). Эти графики определяют время выполнения и окончания монтажа, последовательность и одновременность монтажных операций, порядок совмещения и выполнения монтажных и строительных работ и являются основой для разработки графика движения рабочей силы и определения ее потребности, а также для разработки всех остальных разделов проекта производства монтажных работ.

С учетом трудозатрат и количества рабочих, которые могут быть заняты на отдельных монтажных операциях, в технологическом календарном графике наносится общая потребность в рабочей силе на монтаж одного агрегата по времени. Такое же построение производится в общем календарном графике монтажа агрегатов станции, суммируя графики движения рабочей силы по отдельным агрегатам. Полученный график движения рабочей силы покажет общую потребность ее на станции в отдельные моменты монтажа оборудования. При этом может получиться неравномерность потребности в рабочей силе из-за совмещения во времени большого количества монтажных операций. Практи-

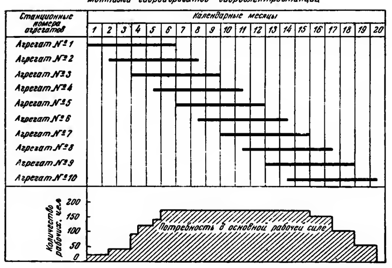


Рис. 6-3. Общий календарный график монтажа гидроагрегатов станции.

чески трудно значительно увеличивать или уменьшать количество рабочих в процессе монтажа, и поэтому следует стремиться к максимальной равномерности потребности в рабочей силе в течение монтажа всего оборудования. В случае, если получается большая неравномерность потребности в рабочей силе, возможно, следует пересмотреть ранее принятые технологическую схему и технологический процесс монтажа, изменить порядок сборочных и монтажных работ и рассредоточить по времени выполнение отдельных операций.

Из графиков движения рабочей силы определяется общая потребность в рабочих на отдельных этапах монтажа. Для выполнения монтажных операций нужны рабочие разных специальностей: слесари-сборщики, электросварщики, такелажники и др. Поэтому необходимо определить потребность в рабочих также и по их специальностям. Такой расчет следует производить на основе технологического процесса монтажа по нормам времени на монтажные работы, с использованием опытных данных по строительству современных гидроэлектростанций.

6-5. МОНТАЖНО-СБОРОЧНЫЕ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ БАЗЫ

Производственно-хозяйственная база. По составу, компоновке и размерам производственно-хозяйственная база монтажного участка должна соответствовать объему монтажных работ на станции и включать в себя следующие помещения:

монтажно-механическую мастерскую, имеющую несколько металлообрабатывающих станков и предназначенную для укрупнительной сборки и подготовки к монтажу небольших узлов и деталей агрегата, очистки сегментов ротора, изготовления и ремонтов приспособлений и специального инструмента;

кузницу на один горн для небольших кузнечных поделок, необходимых при монтаже;

материально-инструментальную кладовую для хранения монтажных материалов, инструментов, приспособлений и приборов;

навес для производства трубогибочных работ и хранения крупных монтажных приспособлений и устройств;

небольшую кладовую для смазочных и горючих материалов;

контору участка.

База должна быть обеспечена электроэнергией, сжатым воздухом и водой. Производственно-хозяйственную базу следует сооружать до начала монтажа закладных частей турбин и располагать ее, как правило, вблизи здания станции.

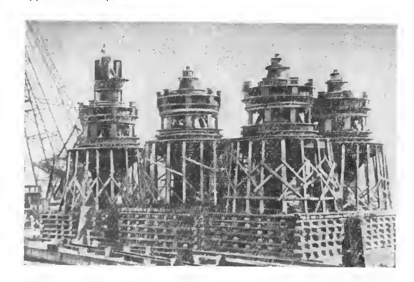


Рис. 6-4. Укрупненные монтажные блоки, подготовленные на базе складирования.

База складирования должна проектироваться и строиться из расчета хранения на ней оборудования, поступающего от заводов-изготовителей, подготовки его к монтажу и производства укрупнительной сборки некоторых узлов гидроагрегата, а также работ по восстановлению консервации деталей в процессе длительного хранения их. Использование базы складирования для укрупнительной сборки особенно важно на гидроэлектростанциях с большим количеством гидроагрегатов при сжатых сроках монтажа, где монтажные площадки машинного здания не могут обеспечить подготовку достаточного количества заранее укрупненных монтажных блоков. На рис. 6-4 показаны крупные узлы агрегатов, собранные на базе складирования и подготовленные к установке на место.

База складирования обычно состоит из открытых площадок, навесов и закрытых теплых и холодных складов. Она должна быть связана подъездными путями как с общей железнодорожной магистралью, так и с машинным зданием. В случаях доставки оборудования автотранспортом или по воде база должна иметь соответствующую дорожную связь.

Площадь базы должна обеспечивать одновременное хранение двух-трех агрегатов. Удельную плотность раскладки оборудования на базе можно принимать 0,5—0,7 *т/м²*. Тогда общая площадь базы с учетом производства на ней работ по подготовке деталей к монтажу может быть определена по формуле

$$F = (2 \div 3)\frac{G}{f},\ м^2, \qquad (6\text{-}3)$$

где G — вес деталей одного агрегата;

f — удельная плотность раскладки, *т/м²*.

Площадь навесов, холодных и теплых закрытых складов может составлять 25—30%, а открытых площадок 70—75% общей площади базы складирования.

База складирования должна быть обеспечена достаточным количеством грузоподъемных средств для разгрузки оборудования, перемещения и обработки его в процессе хранения, для погрузки при отправлении в монтаж и для подготовительно-сборочных работ.

При определении количества и грузоподъемности кранов для баз складирования необходимо учитывать время возможного простоя вагонов под разгрузкой, неравномерность поступления оборудования на склад и выдачи его в монтаж. Затраты времени работы крана для переработки на базе 1 *т* оборудования, включая подготовку оборудования к монтажу, ориентировочно можно принимать 0,5 крано-часа.

Оборудование надлежит укладывать и хранить в складах согласно соответствующим инструкциям по хранению. При хранении оборудования необходимо учитывать, что заводская консервация деталей и узлов рассчитана не более чем на 6 мес.

Поэтому в случаях более длительного хранения оборудования консервация должна проверяться и восстанавливаться, для чего в складских помещениях следует предусматривать соответствующие средства механизации.

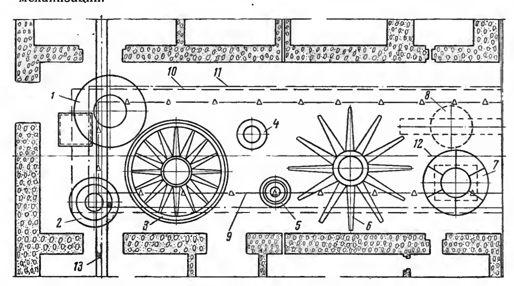


Рис. 6-5. Схема расположения оборудования на монтажной площадке..

1 — блок крышки турбины; *2* — опора подпятника; *3* — ротор; *4* — подпятник; *5* — втулка ротора с валом; *6* — верхняя крестовина; *7* — рабочее колесо; *8* — место хранения траверсы кранов; *9* — зона действия большого крюка основного крана; *10* — то же монтажного крана; *11* — то же малого крюка основного крана; *12* — ось агрегатов; *13* — железнодорожный подъезд.

Сборочные и монтажные площадки. Размеры основной монтажной площадки машинного здания обычно определяются возможностью размещения на ней основных узлов одного гидроагрегата, демонтируемого в периоды капитальных ремонтов. Однако сжатые сроки монтажа оборудования, особенно на гидроэлектростанциях с большим количеством агрегатов, требуют максимального расширения фронта сборочных работ, и основная монтажная площадка может не удовлетворить такому требованию. Поэтому на строительствах современных станций для обеспечения необходимых темпов монтажа организуются дополнительные сборочные площадки как внутри машинного здания на кратерах немонтируемых агрегатов, так и вне машинного здания, а также на базах складирования.

Размеры дополнительных сборочных площадок определяются на основе технологической проработки одновременного монтажа требуемого количества агрегатов с учетом того, что на этих площадках должны производиться работы по сборке и испытанию деталей и механизмов турбины и генератора, а также некоторое время должен храниться задел подготовленных к монтажу деталей, узлов и блоков. Монтажная и сборочные площадки соединяются железнодорожными путями с базой складирования и должны иметь подъезд для автотранспорта.

Вследствие небольших габаритов монтажных площадок машинного здания использование их в процессе монтажа должно быть тщательно организовано путем рационального размещения на них деталей и узлов агрегата на каждом этапе монтажных работ. С этой целью составляются схемы размещения деталей и узлов на монтажных площадках по отдельным этапам монтажа (рис. 6-5). На этих схемах, кроме расположения деталей, указываются также пределы действия крюков мостовых кранов, подъездные пути и электрические, воздушные и водяные магистрали. Такие же схемы следует составлять и для временных сборочных площадок.

Подача оборудования с базы в процессе монтажа должна производиться в таком порядке, чтобы была совершенно исключена возможность задержки монтажных работ вследствие несвоевременной подачи деталей. Излишняя и преждевременная подача оборудования также недопустима, так как оборудование может загромоздить площадку, что нарушит порядок работ. С целью правильной организации сборочных работ на монтажной площадке целесообразно разработать график подачи оборудования с базы, согласованный с графиком монтажных работ.

6-6. ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ К МОНТАЖУ

Приемка оборудования в монтаж производится по внешнему осмотру без разборки его на узлы и детали. При этом проверяются:

комплектность оборудования по заводским спецификациям или отправочным и упаковочным ведомостям;

соответствие оборудования чертежам или проектным спецификациям;

отсутствие внешних повреждений или поломок, трещин, раковин и прочих видимых дефектов оборудования, а также состояние консервации деталей и узлов;

наличие и достаточность технической документации заводов-изготовителей, необходимой для производства монтажных работ.

По окончании осмотра оборудования приемка его в монтаж оформляется актом. Оборудование, поступившее в монтаж, подвергается разборке и ревизии лишь в объеме, предусмотренном заводскими техническими указаниями и инструкциями, либо действующими техническими условиями на монтаж. Разборка и ревизия оборудования, поступившего под пломбой, без разрешения завода-изготовителя запрещаются.

Оборудование, длительно хранившееся на складе, а также имеющее видимые дефекты консервации, должно быть подвергнуто ревизии с разборкой в объеме, необходимом для определения его пригодности к установке, выявления возникших дефектов и определения мер для их ликвидации. Разборке подлежит также и то оборудование, с которого нельзя снять консервирующие покрытия в собранном виде.

В процессе подготовки к монтажу узлы и детали оборудования очищаются от консервирующих покрытий, за исключением тех поверхностей, которые должны оставаться с защитными покрытиями согласно указаниям заводов-изготовителей.

Очистка от консервирующих смазок и покрытий может производиться различными растворителями или иными средствами и способа-

ми, не наносящими царапин и других повреждений на поверхностях деталей. Гуммированные или защищенные специальными антикоррозийными покрытиями детали должны предохраняться от попадания на них растворителей.

С крупных деталей защитная смазка (пушечное сало, технический вазелин) может предварительно удаляться деревянными шпателями. После удаления защитной смазки очищаемые поверхности должны сначала протираться чистой ветошью, смоченной растворителем, а затем вытираться досуха. С мелких деталей защитную смазку удобно удалять путем погружения их в растворитель с последующей протиркой чистой ветошью. Внутренние полости деталей необходимо тщательно очищать.

Детали с лакокрасочными антикоррозийными покрытиями должны расконсервироваться с применением специальных растворителей. Покрытия, трудно смываемые растворителями, разрешается удалять медными или алюминиевыми скребками, а также шлифовальными машинками с кругами из материала, не наносящими царапин и рисок на поверхности детали.

Очищать детали из цветных металлов и пористые детали от консервирующей смазки щелочными растворами нельзя. Пользоваться воспламеняющимися растворителями, если на расстоянии менее 10 *м* производятся огневые работы, запрещается.

При расконсервации оборудования особое внимание необходимо обращать на сохранность обработанных поверхностей деталей (шеек валов, плоскостей сопряжений и др.). После расконсервации поверхности деталей должны быть внимательно осмотрены и предохранены от коррозии и возможных повреждений.

Устранение дефектов и доукомплектование оборудования производятся заводом-изготовителем. Обнаруженные в процессе приемки, ревизии, монтажа и испытания дефекты и недостатки оборудования фиксируются актами монтажной организации с участием представителей заказчика и завода-изготовителя или его шеф-монтажного персонала. Акты передаются заказчику для предъявления соответствующих рекламаций заводу-изготовителю.

6-7. МОНТАЖНЫЕ СРЕДСТВА

Интенсивность и высокая производительность монтажных работ, а также качественность их выполнения могут быть обеспечены только применением достаточного количества монтажных средств. Основными видами этих средств являются монтажные механизмы, энергетические ресурсы, материалы и инструменты. Вопросы обеспечения монтажа оборудования необходимым количеством монтажных средств должны быть проработаны в проекте производства монтажных работ.

Механизация монтажных работ. Основными средствами механизации при выполнении монтажных работ являются постоянные мостовые или козловые краны машинного здания. Применение этих кранов возможно только по окончании возведения бетонного массива здания и подкрановых конструкций. Поэтому постоянные краны обычно могут быть использованы лишь для монтажа рабочих механизмов агрегата и сборочных работ на монтажной площадке. Работы по установке закладных частей турбины до готовности машинного здания выполняются чаще всего строительными кранами: башенными, портально-стреловыми и стреловыми самоходными (на железнодорожном, гусеничном и автомобильном ходу). Для сборочных работ на внешних сборочных площадках и базах складирования целесообразно применение козловых кранов.

При большом фронте монтажных работ постоянных кранов может быть недостаточно для обеспечения подготовительных и сборочных ра-

бот на монтажиой площадке и подъемно-транспортиых операций по моитажу рабочих механизмов на нескольких агрегатах. В таких случаях могут дополнительно устанавливаться времеиные краны меньшей грузоподъемности, располагаемые иа подкраиовых путях постоянных кранов либо иа отдельиых подкрановых путях. Количество и грузоподъемность времеиных кранов определяются интеисивностью монтажных работ и весом деталей и узлов, подлежащих укрупиительной сборке и транспортировке.

Общее количество кранов, требуемое для моитажа оборудования, может быть определеио по формуле

$$n_к = \frac{tG}{T}, \tag{6-4}$$

где $n_к$ — количество краиов;

t — затраты времени на моитаж 1 *т*, *ч/т*;

T — общая продолжительность монтажа оборудоваиия, *ч*;

G — общий вес моитируемого оборудования, *т*.

При этом необходимо определять количество краиов раздельно для машинного здаиия, виешией площадки укрупнительиой сборки и строительиых краиов для моитажа закладных частей.

Затраты времеии на монтаж оборудования постояииыми краиами машиииого здания по опытным даииым можио ориеитировочно прииимать 0,5—0,6 *ч* иа 1 *т*, а строительных кранов — 0,7—0,8 *т/ч*.

Монтажные приспособления и устройства. Монтаж крупного гидроэнергетического оборудования вследствие его больших габаритов и веса, сложной конструкции и конфигурации деталей и узлов требует примеиения специальиых монтажио-сборочиых приспособлеиий и устройств для захвата деталей и блоков при траиспортировке, для сборки, устаиовки и выверки их, а также для других сборочио-монтажиых операций. Такие приспособления необходимы и для выполиеиия заводских технологических операций, переиосимых с заводов на монтажную площадку.

Некоторые из монтажных приспособлений и устройств могут быть общими для всех типов и коиструкций гидроагрегатов, но большая часть их разрабатывается для каждого конкретного типа агрегата. В основиом все приспособлеиия и устройства изготовляются заводами-изготовителями и поставляются с оборудоваиием. Однако при составлении проекта производства моитажных работ выявляется часто еще ряд приспособлеиий и устройств, необходимых при даииом способе моитажа, а также приспособлеиий и устройств больших габаритов, не требующих заводского изготовления. Эти приспособлеиия изготовляются обычно на станции.

Отдельиые коиструкции приспособлеиий и устройств будут приведены в соответствующих разделах, посвящеииых технологии работ.

Механизированные инструменты. На моитажных работах широко распространеио примеиеиие механизироваиного иструмеита с пиевматическим и электрическим приводом: рубильные молотки, сверлильные машиики, шлифовальные машинки и гайковерты.

Условия работы пиевматическими и электрическими инструмеитами практически одинаковы, так как габариты и вес их разнятся между собой незначительио. Одиако применение электрического иструмента более опасио из-за возможиости поражения током при иесоблюдении правил безопасности. Поэтому на монтажиых работах применяют преимуществеино пиевматические инструменты.

Пневматические гайковерты предназначеиы для завертывания гаек и болтов диаметром до 160 *мм*. Применеиие гайковертов при монтаже гидроагрегатов не только повышает производительиость труда, но и обеспечивает практически одинаковую степеиь затягивания гаек, а сле-

довательио, и равиые иапряжеиия в болтах. Это преимущество особеиио важно в ответствеиных болтовых соедииениях валов агрегата, рабочего колеса турбииы, обода геиератора и других узлов агрегата.

Пиевматнческие молотки являются ударным инструмеитом и примеияются в осиовиом для рубки и зачистки металла после сварки. Пиевматические молотки используются также для затягивания гаек с помошью ключей, особенно в труднодоступиых местах. В этих случаях ударник молотка передает ударио-вибрациоиную иагрузку иа гайку через рукоятку ключа. Пиематические молотки широко применяются для дорновки отверстий стяжных шпилек и пазов под хвостовики полюсов в ободе ротора.

Пиевматические сверлильиые машиики выполияются ротациоииыми и поршиевыми. В моитажной практике прнменяют главиым образом ротацноиные машникн, так как оии при равной мощиостн имеют меиьшие габариты и вес. Коиструктивио сверлильиые машиики выполияются угловыми и прямыми.

Пиевматическне шлифовальные машиики подразделяются на горизонтальиые, имеющие горизонтальиую ось вращеиня шлифовальиого круга, и вертнкальиые (торцевые) — с вертикальиой осью вращеиия. Используются шлифовальиые машиики иа моитаже главным образом для зачистки иеровиостей и выступов в стыках деталей проточиой части гидротурбины, выступающих сегментов обода ротора генератора.

Электрические сверлильиые машиики работают от сети перемеииого нли постояииого тока и состоят из электродвигателя н редуктора, поиижающего скорость вращеиня шпииделя. Электрическне сверлильиые машиики рассчитаиы иа работу с перерывами, так как иепрерывиая длительиая работа может привести к перегреву обмоткн электродвигателя и выходу его из строя.

Электрическне шлифовальные машиики имеют то же назиачеине, что н пневматические. В практике монтажиых работ широко применяются машинки с передачей от двигателя к шлифовальиому кругу в виде гибкого вала. В зависнмости от условий работы оин сиабжаются угловой смениой головкой с чашечиым абразивным кругом нли прямой головкой с плоским кругом.

Очистка металлических поверхиостей от заусеицев, коррозин н старой краски, а также зачистка кромок металла под сварку могут пронзводиться электрнческими илн пневматическимн щетками, работающими специальиой шарошкой или торцевой проволочиой сеткой.

Монтажные энергетическне ресурсы. Основиыми энергетическими ресурсами, требуемыми для обеспечения моитажиых работ, являются электрическая энергия и сжатый воздух.

Электрическая эиергия необходима для грузоподъемиых механизмов, станков, механизнрованиого инструмента, местиого освещения, электросварочных работ, нагрева деталей прн моитаже и других нужд. При расчете потребиости в электроэнергин иеобходимо учитывать коэффицнеит одиовремеииостн работы механизмов и коэффнциент их загрузки.

Коэффициеиты одновремеиности работы механизмов, учнтывающие техиологические простои, пусковые момеиты электродвигателей, одновремеиность работы и другие условия, по опытиым даиным могут быть приняты при расчетах следующими:

грузоподъемиые краны	0,3
двигатели отдельиых лебедок	0,1
стаики механических мастерских и калориферы	0,6
электросварочные аппараты	0,5
электрический инструмеит	0,3
компрессоры	0,9
местиое освещение	0,6

Коэффициент загрузки учитывает, что не все потребители работают при номинальной мощности или в расчетном режиме. Он может быть принят для всех случаев равным 0,8.

Сжатый воздух требуется в основном для работы пневматического инструмента. Потребность в сжатом воздухе определяется по количеству работающего пневматического инструмента с учетом одновременности его работы, увеличения расхода воздуха в связи с износом инструмента и потерь воздуха в подводящей сети. Необходимая производительность компрессорной установки будет равна:

$$Q = k_1 k_2 k_3 \Sigma q_и,$$

где Q — производительность компрессорной, *м³/мин*;

$\Sigma q_и$ — суммарный расход воздуха инструментами, *м³/мин*;

k_1 — коэффициент одновременности работы инструментов, может быть принят по графику на рис. 6-6;

k_2 — коэффициент, учитывающий увеличение расхода воздуха в связи с износом инструмента, принимается обычно 1,1—1,2;

k_3 — коэффициент, учитывающий потери воздуха в сети, может быть принят равным 1,2—1,35.

Материалы и инструменты. Монтажные материалы, необходимые для заводских технологических операций при сборке, проверке и установке деталей и узлов гидроагрегата (прокладочные, электроизоляционные и др.), обычно поставляются заводами-изготовителями. Материалы, требуемые для подготовки деталей и узлов к монтажу (обтирочные, смазочные и др.), для изготовления монтажных приспособлений и устройств, а также некоторый запас материалов для технологических операций должны приобретаться монтирующей организацией. Потребность в монтажных материалах определяется по утвержденным нормативам вне зависимости от способов монтажа.

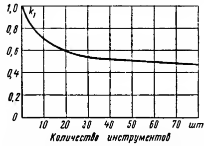


Рис. 6-6. Коэффициент одновременности работы пневматических инструментов.

Монтирующая организация должна иметь только оборудование, аппаратуру и инструменты общего характера, так как все специальное оборудование, инструменты и монтажные приспособления, необходимые для выполнения заводских технологических и специфичных монтажно-сборочных операций, поставляются, как правило, заводами-изготовителями.

К оборудованию общего характера относятся компрессоры, электро- и газосварочные машины и аппаратура, такелажное и другое оборудование. Инструментами общего назначения являются пневматические и электрические инструменты, проверочно-измерительные инструменты и приборы, металлообрабатывающие и нарезные ручные инструменты, крепежные и другие виды инструментов.

Спецификация и количество оборудования и инструментов общего назначения, требуемых для выполнения монтажных работ, определяются по нормативам расхода его с учетом единовременной потребности соответственно количеству рабочих, занятых в смене, степени естественного износа и необходимого резервного фонда.

6-8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМСАНИТАРИЯ

Основные положения. Комплекс мероприятий по предохранению работающих от производственных травм и заболеваний должен быть предусмотрен проектом производства монтажных работ. При участии

в строительстве гидроэлектростанции нескольких организаций генеральная подрядная строительная организация с привлечением субподрядных организаций обязана разработать общие мероприятия по технике безопасности.

Руководитель работ обязан до общего начала монтажных работ и систематически перед началом каждой монтажной операции проверять выполнение всех мероприятий по технике безопасности, предусмотренных проектом производства работ, и устанавливать их достаточность и надежность. В случае необходимости должны быть осуществлены дополнительные мероприятия с тем, чтобы все операции в процессе монтажных работ могли выполняться без опасности для работающих. Кроме того, технология монтажных операций и организация монтажных работ должны исключать всякую опасность их выполнения.

Необходимо помнить, что в условиях одновременного производства работ в машинном здании по сооружению самого здания, монтажу металлоконструкций, гидросилового и электротехнического оборудования, а также эксплуатации вводимых гидроагрегатов вопросы безопасных методов работ и предохранение работающих от возможных несчастных случаев приобретают особо важное значение.

Общие положения по технике безопасности установлены «Правилами техники безопасности для строительных и монтажных работ», и знание их инженерно-техническим персоналом обязательно. Запрещается допускать к руководству работами инженерно-технических работников, не прошедших проверку знаний этих Правил. Проверка знаний Правил производится периодически не реже 1 раза в год и каждый раз при переходе инженерно-технического работника на другую должность.

Обязанности и ответственность инженерно-технического персонала. Ответственность за состояние охраны труда и промсанитарии на монтажном объекте несут начальник и главный инженер монтажой организации (мотажного управления, участка).

Основными обязанностями монтажного инженерно-технического персонала в области техники безопасности и промсанитарии являются:

надзор за правильным и безопасным производством монтажных работ и систематический контроль за соблюдением монтажным персоналом Правил техники безопасности и мероприятий по безопасному выполнению монтажных работ;

надзор за правильным и безопасным использованием монтажных механизмов и грузоподъемных средств;

обучение монтажного персонала безопасным методам производства монтажных работ.

Инженерно-технический персонал несет ответственность:

за невыполнение возложенных на них обязанностей по соблюдению техники безопасности и производственной санитарии;

за нарушения своими распоряжениями и действиями Правил техники безопасности и производственной санитарии;

за несчастные случаи, происшедшие вследствие несоблюдения ими требований по технике безопасности и возложенных на них обязанностей.

Обучение безопасным методам работ. Безопасное выполнение монтажных работ может быть надежно обеспечено не только осуществлением специальных предупреждающих мероприятий, соответствующей организацией и технологией монтажных операций, но и своевременным обучением работающих методам безопасного производства работ, а также систематическим контролем как за состоянием предупреждающих мероприятий, так и за выполнением работающими монтажных операций безопасными методами. Поэтому категорически запрещается допускать рабочих к выполнению каких-либо работ без предваритель-

иого обучения методам безопасного их пронзводства. Обученне безопасным методам пронзводства работ подразделяется на вводное обучение и иstructаж, проводнмый на рабочем месте.

Вводное обучение должио проводнться обычно по группам в течение 6—10 *ч* по программе: оргаиизация н технологнческий процесс монтажа гидроагрегата; условия безопасностн работ по моитажу гидроэнергетнческого оборудовання; правильная органнзацня рабочих мест; требовання техиикн безопасностн по содержаиию н пользованию инструментами, приспособлениями и грузоподъемными средствамн; вопросы электробезопасностн; первая помощь при несчастных случаях; обязаиности н ответственность рабочего при выполнеинн правил технпки безопасности. Результаты усвоения рабочими вводного обучения проверяются н фиксируются в протоколе

Иструктаж в процессе работы должен производиться побрнгадио перед началом каждой новой моитажиой операцин в следующем объеме: озиакомление с технологией монтажиой операцнн; требовання по техннке безопасиости к правнльиой органнзацни рабочего места применительно к данной монтажной операции; подготовка к работе; безопасиые прнемы выполнення операции; уборка н приведенне в порядок рабочего места.

Основные требования по безопасным методам работ. Основнымн требованнямн по безопасным методам выполнения моитажиых работ являются следующие:

1. Рабочие места должны быть подготовлены с соблюденнем правил по техннке безопасностн, установленных для выполняемой монтажиой операцнн, хорошо освещены, а прн недостаточностн естественного света — обеспечены искусственным освещеним. На всех опасных местах монтажа должиы быть вывешены предупредительные плакаты и иадписн.

2. Все стронтельные проемы в полу машинного здания н шахты турбин должны нметь надежные огражденя илн быть перекрыты настиламн.

3. Для выполиення работ на высоте более 1,5 *м* прн невозможности илн нецелесообразностн устройства ограждений рабочие должны быть снабжены предохранительными поясами, без которых к работе в указаниых условнях они не допускаются. Рабочнм должны быть зараиее указаиы места безопасного закрепления поясной цепн.

4. Не должно допускаться пронзводство всякого рода работ одновременно в двух или более ярусах по одной вертнкалн прн отсутствии между ннмн сплошного настила нли другнх устройств, предохраняющнх находящнхся вннзу рабочнх от падения на них каких-лнбо предметов.

5. Работы прн помощн пневматнческого нлн электрического инструмента, в том чнсле рубку и рассверловку на высоте более 1,5 *м*, следует выполиять с подмостей. Выполнеине указанных работ с приставных лестннц запрещается.

К работе с механнзнрованнымн (электрическнми, пиевматическнми) инструмеитамн допускаются только рабочне, прошедшие специальное обучение.

6. Инструменты н прнспособлення должны выдаваться рабочим в полиой исправиостн и соответствовать характеру работ. Работать неисправиымн ниструментамн и прнспособленнямн не разрешается.

7. Подъемио-транспортные средства (краны н другне грузоподъемные механнзмы, стропы, рамы) должны отвечать требованням Госгортехнадзора, проверяться в необходимые сроки н нметь соответствующие таблнцы, бнркн н надпнси об их грузоподъемности.

8. Управленне грузоподъемными машннамн с механнческнм приводом, а также зацепка н строповка грузов и подача сигналов могут

быть поручены только аттестованным лицам. Подача сигналов должна производиться одним лицом (бригадиром, звеньевым).

9. Подъем тяжеловесного и крупногабаритного оборудования, а также подъем и перемещение оборудования в стесненных местах, требующих особой осторожности, допускаются только под непосредственным руководством производителя работ или мастера.

10. К монтажным работам по установке конструкций и оборудования на высоте могут допускаться только рабочие не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и обучение по технике безопасности.

11. Для выверки высотного положения деталей при их установке следует применять только парные (встречные) клинья. Пользоваться одиночными клиньями запрещается во избежание их выскальзывания.

12. Освобождать домкраты из-под поднятого груза и переставлять их, а также снимать груз с крюка крана при установке разрешается лишь после надежного закрепления груза в поднятом или установленном положении.

13. Подмости для монтажных работ, устанавливаемые внутри облицовки конуса отсасывающей трубы, камеры рабочего колеса, статора турбины, и для других монтажных работ должны быть надежно закреплены и иметь сплошной настил. В случаях отсутствия внутренних настилов допускается производить работы только снаружи с сооружением необходимых подмостей.

14. Работы под колесом по окончании установки рабочего колеса турбины на место могут производиться только после его закрепления на подкладках или на подвесках.

15. Запрещается производить подтяжку болтов фланцев механизмов и трубопроводов, находящихся под давлением.

Осмотр деталей и трубопроводов в процессе их гидравлических испытаний должен производиться только после снижения пробного давления до рабочего.

16. Совпадение болтовых отверстий в соединяемых деталях должно проверяться при помощи монтажных ломиков. Проверять совпадение отверстий пальцами запрещается.

17. Разборку и осмотр вращающихся деталей и узлов агрегата и механизмов системы направляющего аппарата, рабочего колеса турбины, а также все работы в камере турбины (в процессе пуска и наладки агрегата) разрешается производить только после остановки агрегата, освобождения напорного трубопровода от воды и закрытия затворов подводящей камеры турбины и напорного трубопровода. При этом направляющий аппарат должен быть закрыт и включен стопор его сервомотора. В случае значительной фильтрации воды через затворы и направляющий аппарат ротор генератора также должен быть заторможен.

18. Во время работы агрегата запрещается производить осмотры, всякого рода ремонты и чистку вращающихся деталей, а также прикасаться и подходить к электрическим выводам генератора.

19. Во всех случаях возникновения опасности для жизни или здоровья людей агрегат должен быть остановлен.

6-9. ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА

Организация работы бригад и каждого рабочего является важным фактором, определяющим и решающим успешность выполнения отдельных монтажных операций и монтажа оборудования станции в целом. Она должна обеспечивать также высокую производительность

труда и безопасность производства работ при высоком качестве их выполнения.

Состав бригад должен быть постоянным и правильно подобранным по квалификации и по количеству так, чтобы бригада могла обеспечить законченное выполнение сборочных и монтажных работ по отдельным деталям и узлам или видам работ. Передача незаконченных работ другой бригаде при сменной работе не рекомендуется. Лучше в таких случаях разделить бригаду на сменные звенья. Количество рабочих в бригаде должно быть минимальным, необходимым для выполнения поручаемой монтажной операции. Бригады целесообразно создавать специализированными и закреплять по узлам или видам работ. Такое закрепление дает возможность бригаде накапливать опыт и специализироваться на выполнении работ определенного характера, что приводит к повышению качества работ и ускорению монтажа отдельных деталей, узлов и агрегата в целом.

Фронт работ для каждой бригады и рабочего должен быть достаточно большим с тем, чтобы не создавалось угрозы простоев и рабочие имели возможность организовать и рационализировать свой труд. К началу работы бригада должна быть обеспечена всем необходимым для выполнения работ: рабочим местом, подготовленными деталями, инструментами, приспособлениями, материалами и пр. Сменное задание в соответствии с графиком работ и технологическим процессом монтажа следует выдавать бригаде не позднее чем накануне дня работы с тем, чтобы бригада могла подготовиться к выполнению его.

При сдельной оплате труда, помимо сменного задания, рабочим должен быть выдан до начала работ наряд на выполнение задания с указанием стоимости работы и порядка ее оплаты. Наряды должны составляться на основании прогрессивных норм, стимулирующих повышение производительности труда. Обязанностью руководителя работ является повседневная проверка норм и замена устаревших или несоответствующих принятому методу производства работ.

Качество и интенсивность монтажных работ в значительной степени зависят также от того, насколько монтажный персонал знает конструктивные, технологические и эксплуатационные особенности монтируемого оборудования и принятые методы монтажа. Метод монтажа и технологический процесс его, вопросы механизации работ и применения монтажных приспособлений и устройств определяются проектом производства монтажных работ, решения которого обязательны для всего монтажного персонала. Поэтому следует заранее ознакомить весь монтажный персонал с особенностями монтируемого оборудования, чертежами его, методами монтажных работ и наиболее характерными и ответственными монтажными операциями. Основным содержанием этого ознакомления должно являться изучение технологии и безопасных методов выполнения слесарных и монтажных работ при сборке и установке в проектное положение каждой детали и узла гидроагрегата.

До начала монтажа отдельных узлов агрегата руководитель работ должен подробно и тщательно проинструктировать бригады о характере, особенностях, нормах времени, рациональных и безопасных способах выполнения монтажной операции. Каждый рабочий бригады должен иметь также ясное представление об объеме работ, нормировании и сроках выполнения их. Одновременно руководитель монтажа должен рекомендовать наиболее рациональную расстановку членов бригады по рабочим местам. В процессе выполнения монтажной операции следует производить дополнительный инструктаж одновременно с проверкой качества выполнения работ. Окончательная приемка работ должна быть тщательной и требовательной, не допускающей незаконченности и некачественности выполнения.

6-10. УЧЕТ МОНТАЖНЫХ РАБОТ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

В процессе монтажа, испытания и комплексного опробования основного гидроэнергетического оборудования монтажные организации должны вести журнал производства монтажных работ, в который заносятся:

краткая техническая характеристика оборудования с указанием поставщиков;

фамилия, имя, отчество и должность технических руководителей монтажных работ, шеф-монтажного персонала завода-изготовителя и технического надзора заказчика;

основные этапы производства работ с указанием их начала и окончания;

дефекты оборудования и производства работ, выявленные в процессе монтажа, и принятые меры по их устранению;

записи о составлении формуляров, протоколов и актов на производство отдельных монтажных операций и по контролю качества монтажных работ, а также на выявленные дефекты и их устранение;

соответствие выполненных скрытых работ проекту;

все распоряжения и указания технических руководителей монтажа.

Основным назначением технической исполнительной документации по монтажу гидроагрегатов, составляемой в виде формуляров, протоколов и актов, является фиксация качественных показателей выполнения монтажных работ и состояния оборудования (сборки и установки деталей, узлов и механизмов, испытания и наладки работы отдельных элементов и агрегата в целом). Эта документация составляется на детали и виды работ, проверяемые в соответствии с техническими условиями на монтаж, указаниями и инструкциями заводов-изготовителей, и должна содержать величины и размеры, полученные при сборке и установке деталей и узлов или в процессе испытания, допускаемые и фактические отклонения этих величин или размеров от проектных.

Формуляры представляют собой исполнительные эскизы смонтированных деталей и узлов с размерами, определяющими правильность сборки и установки монтируемого оборудования и подлежащими проверке.

В протоколах производится запись результатов испытаний и проверок состояния и действия отдельных узлов и механизмов агрегата в процессе монтажа, наладки и пусковых работ.

Акты являются двусторонним документом на сдачу-приемку деталей и узлов агрегата под бетонирование (акт скрытых работ), в эксплуатацию или на хранение, а также на обнаруженные дефекты.

Оформление исполнительной технической документации должно производиться монтирующей организацией совместно с представителями завода-изготовителя и заказчика по каждому агрегату отдельно одновременно с окончанием соответствующих операций с тем, чтобы к моменту сдачи агрегата во временную эксплуатацию вся исполнительная техническая документация была надлежащим образом заполнена и оформлена.

Перечень и формы исполнительной технической документации устанавливаются в процессе разработки проекта производства работ в зависимости от конструктивных типов турбин и генераторов, их габаритов и мощности, требований технических условий на изготовление и монтаж и дополнительных к ним указаний заводов-изготовителей.

Технический отчет по монтажу основного энергетического оборудования гидроэлектростанций составляется по материалам первичной технической документации на каждый агрегат отдельно после ввода агрегата во временную эксплуатацию.

Отчет должен характеризовать условия и процесс монтажа и представлять собой пояснительную записку с приложением графических материалов и фотографий. В пояснительной записке должны содержаться следующие данные:

а) краткая энергетическая и конструктивная характеристика оборудования с указанием общего веса, а также веса механизмов, узлов и отдельных основных деталей; замечания по комплектности поставки оборудования;

б) наличие и качество заводской технической документации, проектов производства монтажных работ и др.;

в) грузоподъемные механизмы, используемые при монтаже, характеристика и оценка их работы; применение новых монтажных и такелажных приспособлений;

г) вопросы блочности при монтаже оборудования, количество и веса блоков, сборка, транспортирование и монтаж их, монтажные и сборочные площадки;

д) технологический процесс монтажа оборудования проектный и фактический;

е) описание новых передовых методов, примененных при монтаже оборудования;

ж) характер совмещения строительных и монтажных работ;

з) количество ИТР и рабочих по квалификациям на отдельных этапах монтажа; затраты труда по монтажу агрегатов и отдельных узлов, общие и по квалификациям;

и) сводка стоимости выполненных монтажных работ по агрегатам;

к) общие выводы по монтажу гидроагрегата;

л) графические материалы: чертежи общего вида гидроагрегата (разрезы); схемы монтажных площадок и площадок укрупнительной сборки; графики монтажных работ по агрегату, директивные и исполнительные; фотографии и схемы основных характерных операций по сборке и монтажу агрегата; чертежи и эскизы новых сборочных и монтажных приспособлений, устройств и инструментов.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ОБЩИЕ ВИДЫ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

7-1. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНЫЕ РАБОТЫ

В связи с исключительно большими габаритами и весами деталей и узлов гидроагрегатов подъемно-транспортные (такелажные) работы при монтаже гидроэнергетического оборудования являются очень сложными и ответственными. Общие указания по подъемно-транспортным работам и грузоподъемным механизмам даются в соответствующей литературе. Поэтому ниже будут рассмотрены только подъемно-транспортные операции, характерные для монтажно-сборочных работ по гидроагрегатам. Специальные указания по подъемно-транспортным операциям с отдельными деталями и узлами гидроагрегатов приводятся в соответствующих разделах технологии монтажных работ.

Подъемно-транспортные работы при монтаже гидроагрегатов требуют тщательной подготовки и их выполнения, а также высокой квалификации такелажного персонала. Руководитель монтажа должен хорошо знать подъемно-транспортные работы и уметь руководить их непосредственным выполнением при сборке и установке наиболее от-

ветственных деталей и узлов: рабочих колес, статоров и роторов генераторов н др.

Основнымн подъемно-транспортными операцнями при монтаже гидроагрегатов являются строповка детали или узла (закрепление к крюку крана), подъем, горизонтальное перемещение н установка на место, а также кантовка (поворот в вертнкальной плоскости).

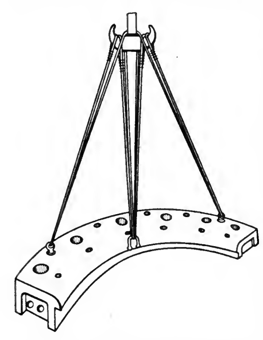


Рис. 7-1. Схема строповкн несимметричной сегментной детали.

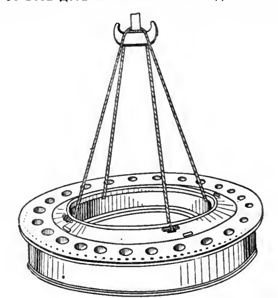
Строповка деталн нлн узла заключается в прикрепленнн его к крюку подъемного механизма с помощью троса (стропа) или специальных захватных прнспособлений. Правнльная строповка деталей позволяет осуществлять удобный, быстрый, надежный и безопасный подъем, транспортировку н установку деталей на место. Прн этом должно быть обеспечено определенное н постоянное положение детали в пространстве прн подъеме н горизонтальном ее перемещенни. Место крепления деталн к стропам илн захватным устройствам должно быть расположено выше центра ее тяжести, а центр тяжести детали должен находиться на одной линни с вертнкальной осью крюка крана. Пример строповкн несимметричной сегментной детали показан на рис. 7-1 н кольцевой снмметричной детали—на рис. 7-2.

После изготовлення илн ремонта все стропы, захватные устройства н соеднннтельные траверзы должны подвергаться нспытанню в течение не менее 10 мнн.: стропы — нагрузкой, превышающей вдвое их номинальную грузоподъемность, а захватные устройства и траверзы — нагрузкой, превышающей номнннальную на 25%. Периодическн в процессе работы стропы н захватные устройства должны осматрнваться ответственным лнцом.

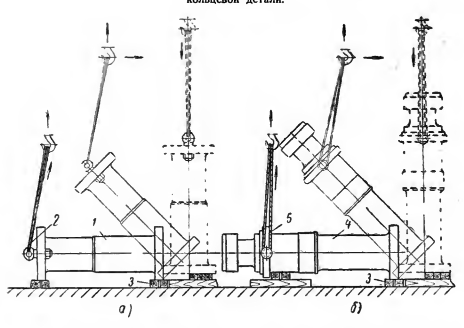
Присоединение деталей к крюку крана с помощью стропов ограннчивается величиной веса деталей. Поэтому при монтаже гидроагрегатов шнроко применяются специальные захватные устройства: для подъема рабочего колеса и валов, для кантовки втулкн рабочего колеса и сегментов статора генератора, для подъема статора и ротора генератора, верхней крестовины и др. Большая часть такнх приспособлений поставляется заводами-нзготовнтелямн, а некоторые изготовляются на месте монтажа.

Кантовка деталей, вызываемая необходнмостью поворота нх нз горизонтального в вертнкальное положение (валы вертнкальных турбин и генераторов) или полного поворота их на 180° (втулки рабочнх колес поворотнолопастных турбин и др.), пронзводится вне кратера агрегата на монтажной или сборочной площадке. Обычно детали кантуются поворотом нх на соответствующнх подкладках через грань (рис. 7-3). Кантовать детали следует только по ходу тележки крана или его моста с одновременным перемещеннем крюка за деталью так, чтобы крюк все время находнлся в вертнкальном положении и не оттягивался в сторону. Удобно и надежно можно кантовать детали на весу с помощью

двух крюков одного краиа илн двух краиов (рис. 7-4), учитывая при этом, что грузоподъемиость малого крюка должиа быть более иагрузкн на него от веса детали в самом невыгодиом ее положеиии.



Рнс. 7-2. Схема строповки снмметрнчной кольцевой детали.



Рнс. 7-3. Схема кантовкн валов в вертнкальное положенне однпм краном.
а — кантовка вала турбины; *б* — кантовка вала генератора; *1* — вал турбины; *2* — проушина для захвата вала; *3* — деревянные подкладки; *4* — вал генератора; *5* — хомут для захвата вала.

Подъем и перемещенне крупных деталей н узлов (рабчие колеса, крышкн турбнн, валы, роторы и статоры генераторов, иижиие и верхние крестовины) должиы выполняться в строгом соответствнн с проектом пронзводства монтажных работ или указаинями заводов-изготовнтелей

и под непосредственным руководством производителя работ или мастера.

Подъем деталей больших весов осуществляется двумя кранами с помощью специальной траверсы, соединяющей краны и распределяющей нагрузку между ними (рис. 7-5,*а*). Для того чтобы отдельные се-

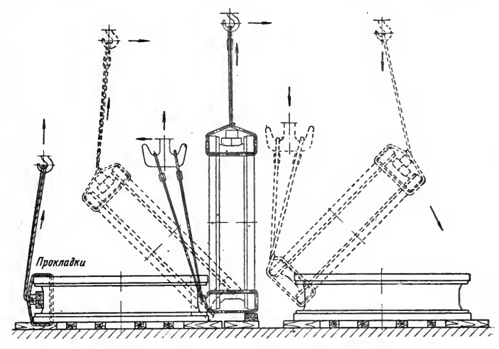


Рис. 7-4. Схема кантовки цилиндрической детали двумя крюками.

чения траверсы не были перенапряжены из-за неравномерности подъема крюков, необходимо обязательно осуществлять шарнирное присоединение детали к траверсе и траверсы к крюкам. Перемещение тележек и мостов крюков в процессе работ должно быть равномерным и одновременным, а положение траверсы — горизонтальным.

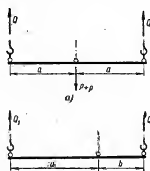


Рис. 7-5. Схема подъема деталей с помощью траверс.

а — подъем двумя кранами одинаковой грузоподъемности; *б* — подъем двумя крюками одного крана или двумя кранами разной грузоподъемности.

При определении грузоподъемности крана, необходимой для подъема детали, следует учитывать также вес траверсы, составляющий до 10% веса поднимаемой детали. Суммарная грузоподъемность обоих кранов должна быть не менее 1,1 веса детали.

Для кантовки, а также для подъема и транспортировки деталей возможно использование двух крюков одного крана или двух кранов разной грузоподъемности (рис. 7-5,*б*). В таких случаях необходимо учитывать, что крюки одного крана имеют разные грузоподъемности и скорости подъема. При работе с соединительной траверсой вес детали и траверсы может быть равен суммарной грузоподъемности обоих крюков, но точка подвеса детали должна находиться на расстоянии, обратно пропорциональном грузоподъемности крюков, т. е.

$$aQ_1 = bQ_2.$$

Для более быстрого выполиеиия подъемио-траиспортиых работ иа монтажных и сборочных площадках удобио иметь таблицу допускаемых грузоподъемиостей стропов, рым-болтов, скоб и других захватиых приспособлеиий, примеияемых в процессе моитажа, по которой и следует выбирать иеобходимые захватиые средства.

Устаиовку детали в зараиее подготовлениое проектное или сборочное положеиие иеобходимо производить осторожио и плавио, без удара. Устаиовлениые детали и узлы до сиятия с крюка крана и со стропов должиы иаходиться в иадежиом устойчивом положении или прииудительио закрепляться иа месте устаиовки.

В процессе сборки и моитажа иногда приходится перемещать детали и узлы агрегата в горизоитальиой или иесколько иаклониой плоскости без примеиения краиов — такелажиым способом. Перемещеиия могут производиться как по железиодорожиым путям, так и непосредствеиио по земле или по сиегу иа полозьях или катках. Тяговые усилия для перемещения деталей в таких случаях создаются лебедками или другими средствами. Величины тяговых усилий, иеобходимых для перемещеиия детали, могут быть выбраиы по табл. 7-1 в зависимости от способа перемещеиия.

Таблица 7-1

Тяговые усилия при перемещении деталей и узлов такелажным способом

Способы перемещений		Тяговое усилие, *T*, при весе груза, *т*							
		3	5	10	15	20	30	40	50
I. Перемещения в горизонтальной плоскости									
На санях со стальными полозьями	по земле	1,3	2,1	4,2	6,3	8,4	—	—	—
	по снегу	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0
На стальных катках диаметром 108 *мм*	по земле	0,08	0,13	0,25	0,38	0,50	—	—	—
	по снегу	0,06	0,10	0,20	0,30	0,40	0,60	0,80	1,0
По железнодорожным путям		0,05	0,08	0,20	0,36	0,44	0,75	0,90	1,05
II. Перемещения в наклонной плоскости									
На катках при угле наклона эстакады	5°	0,3	0,5	1,1	1,6	2,1	3,2	4,3	5,4
	10°	0,6	1,0	1,9	2,8	3,8	5,7	7,6	9,5
	15°	0,8	1,4	2,8	4,2	5,6	9,4	11,2	14,0
По железнодорожной эстакаде при ее наклоне	5°	0,3	0,5	1,1	1,7	2,2	3,4	4,4	5,4
	10°	0,6	0,9	1,9	2,9	3,8	5,9	7,7	9,6
	15°	0,8	1,4	2,8	4,3	5,6	9,4	11,3	14,1

Примечания: 1. Тяговые усилия указаны при движении груза; для выведения груза из состояния покоя тяговое усилие следует принимать на 20—25% выше.

2. В тяговых усилиях для перемещения по железнодорожным путям учтен вес платформ необходимой грузоподъемности.

7-2. СЛЕСАРНО-ПОДГОНОЧНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Слесариые работы, выполияемые при моитаже гидроагрегатов, заключаются в осиовиом в подгоиочиой обработке деталей, что объясияется особениостью индивидуальиого изготовлеиия турбии и генераторов и очеиь часто иезакоичеииостью слесарио-сборочиых операций на заводе. Осиовиыми слесарио-подгоночиыми операциями являются: резание, рубка и опиловка металла, шабровка и притирка поверхностей деталей, сверлеиие и развертываиие отверстий, иарезаиие резьбы.

Резание металла может выполняться ножницами, ножовками, газовыми резаками, зубилами ручными и механизированными. При газовом резании листового металла рекомендуется применять приспособления, поддерживающие и направляющие резак, с помощью которых получается чистая и ровная поверхность реза, не требующая дополнительной зачистки.

Рубка и опиловка применяются для устранения погрешностей сопрягаемых деталей, а также снятия заусенцев, неровностей и других дефектов. Рубка производится зубилами и крейцмейселями ручными и механизированными, а опиловка — напильниками различной насечки. Зачистка неровностей поверхностей производится также механизированными шлифовальными машинками.

Шабровка применяется для получения требуемой по условиям работы точности размеров или плотности прилегания сопрягаемых поверхностей. Она является наиболее точным способом ручной обработки и заключается в соскабливании тонких слоев металла для получения более ровной поверхности. Толщина стружки, снимаемой при шабровке, зависит от силы нажатия на шабер и твердости металла и находится в пределах от 0,005 до 0,01 *мм*. При монтаже гидроагрегатов шабровка применяется в основном для пригонки вкладышей подшипников валов и сегментов подпятников.

Для достижения герметичности соединения или увеличения поверхности контакта сопрягаемых деталей широко применяется притирка поверхностей деталей, в частности арматуры трубопроводов, деталей регуляторов, дисков подпятников и др. Притирка деталей из черных и цветных металлов чаще всего производится с помощью специальной пасты, изготовляемой обычно трех сортов: тонкой, средней и грубой.

Сверление или развертывание отверстий в монтажной практике наиболее часто применяется для фиксации собранных или установленных на место деталей путем постановки контрольных шпилек и штифтов. Развертывание производится для окончательной точной обработки отверстий (постановка соединительных припасованных болтов), а также для достижения соосности отверстия в нескольких деталях. Толщина снимаемого при развертывании металла может составлять 0,05—0,2 *мм*.

7-3. СБОРОЧНЫЕ РАБОТЫ

Виды сборок. Сборка деталей и узлов агрегата в зависимости от веса, габаритов и жесткости конструкций, а также от методов монтажных работ может производиться на заводе-изготовителе, на монтажной или сборочной площадке и на месте установки (в проектном положении).

Детали и узлы с размерами, не превышающими пределы железнодорожных габаритов, целесообразно собирать полностью на заводе и поставлять на строительство в собранном виде. Негабаритные детали и узлы достаточной жесткости предварительно укрупняются на монтажных и сборочных площадках (рис. 7-6). Максимальные веса и габариты таких укрупненных узлов должны определяться грузоподъемностью кранов и возможностью транспортировки собранного узла к месту установки. Крупные детали недостаточной жесткости собираются непосредственно на месте установки.

По назначению и технологии выполнения сборку деталей и узлов крупных гидроагрегатов при изготовлении и монтаже можно разделить на три основных вида: контрольную, укрупнительную и контрольно-укрупнительную.

Контрольная сборка агрегата является заводской операцией по проверке правильности изготовления деталей и их сопряжения; в слу-

чае невозможности осуществления общеагрегатной сборки производится сборка отдельных узлов с проверкой и подгонкой сопряжений соприкасающихся деталей и узлов. После окончания подгонки, сборки и проверки всех узлов и сопряжений агрегат или узел маркируется, разбирается и отправляется на строительство.

Укрупнительная сборка деталей и узлов является чисто монтажной операцией, повторяющей заводскую контрольную сборку. Никаких подгоночных работ при этом не должно требоваться. По окончании сборки узел устанавливается в проектное положение.

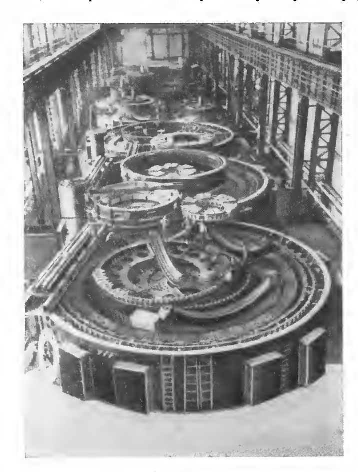


Рис. 7-6. Укрупнительная сборка узлов на сборочной площадке.

Укрупнительно-контрольная сборка, наиболее распространенная при монтаже, является контрольной сборкой узла в монтажных условиях с минимальным выполнением подгоночных работ и последующей установкой его в собранном виде на место (ротор и статор генераторов, разъемное рабочее колесо радиально-осевых турбин, металлические облицовки и др.).

Основными видами соединения деталей между собой при сборке являются: разъемные — болтовые и неразъемные — электросварные. Неразъемные заклепочные соединения в гидроэнергомашиностроении в настоящее время не применяются.

Болтовые соединения узлов и деталей осуществлются с помощью черных, получистых или припасованных чистых болтов. В наиболее ответственных соединениях (валов турбины и генератора, вала турби-

ны с рабочим колесом) устанавливаются индивидуально подогнанные болты.

Насильственная сборка неточно выполненных деталей, вызывающая изменение формы и размеров их или создающая дополнительные внутренние напряжения в материале детали, не разрешается. В этих случаях необходимо произвести подгонку сопрягаемых деталей (рассверлить отверстия, подрубить, опилить и подшабрить поверхности и т. п.) или заменить их другими.

Затягивание гаек болтов небольшого диаметра производится нормальными односторонними или двусторонними ключами. Для затягивания гаек крупных болтов в неудобных местах применяют укороченные накидные ключи, поворот которых производится ударами кувалды. На рис. 7-7 показано затягивание гайки в неудобном месте с помощью специального накидного ключа-звездочки ударами пневматического молотка. Затягивание должно производиться так, чтобы была исключена возможность перекоса соединения и перенапряжений в болтах и соединяемых деталях. При сборке фланцев или крышек это условие обеспечивается перекрестным затягиванием гаек, вначале слабо, а затем также перекрестным окончательным креплением гаек. Плотность соединения проверяется щупом.

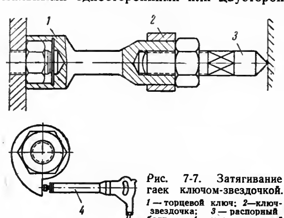


Рис. 7-7. Затягивание гаек ключом-звездочкой.
1 — торцевой ключ; 2 — ключ-звездочка; 3 — распорный болт; 4 — пневматический молоток.

Для предотвращения возможности смещения деталей друг относительно друга при работе агрегата по окончании сборки применяется установка контрольных штифтов и шпилек. После сборки узла или агрегата в целом взаимное положение отдельных наиболее ответственных деталей должно быть зафиксировано монтажными метками, наносимыми керном или насечкой на видном месте. Эти метки дают возможность производить правильно повторную сборку деталей и узлов в последующем при ревизиях и ремонтах агрегатов в процессе эксплуатации.

Затягивание ответственных болтовых соединений. В ответственных болтовых соединениях гидроагрегатов особенно важно, чтобы соединения имели достаточную плотность и прочность, болты работали с практически одинаковыми напряжениями и соединение не ослаблялось в процессе работы агрегата. Такими соединениями являются: в поворотнолопастной турбине — соединение рабочих лопастей с цапфами, соединение крышки рабочего колеса с втулкой и с валом, в радиально-осевой турбине — соединение частей рабочего колеса между собой и рабочего колеса с валом, в генераторах — присоединение спиц ротора к втулке, соединение секторов статора между собой, присоединение лап верхней крестовины к центральной части, соединение вала генератора с валом турбины. Для всех перечисленных соединений применяются чистые припасованные болты или шпильки, которые перед установкой на место во избежание задиров на болте и в отверстии обычно смазываются ртутной мазью.

Требования эксплуатационной надежности болтового соединения обеспечиваются:

созданием и проверкой прочности соединения;

равномерностью затягивания болтов;

предупреждением самоотворачивания гаек при работе агрегата.

Прочность соединения достигается соответствующим затягиванием гаек, что при больших диаметрах болтов является тяжелой операцией. В монтажной практике затягивание гаек производится вручную и механическими гайковертами разных систем. Может быть применено также затягивание гаек с помощью крана. В этом случае для ограничения затягивающего усилия между краном и гайкой должен иметься динамометр. Затягивание гаек сравнительно небольших диаметров (крепление лопастей рабочего колеса и др.) вручную осуществляется накидными ключами и ударами кувалды или барса (ударное устройство из стальной продолговатой болванки, подвешенной на тросе) либо гайковертами: механическими, пневматическими и пневмогидравлическими. Для затягивания гаек фланцевых соединений валов и крышки рабочего колеса поворотнолопастных турбин применяется специальный мощный пневмогидравлический ключ, работа с которым показана на рис. 7-8.

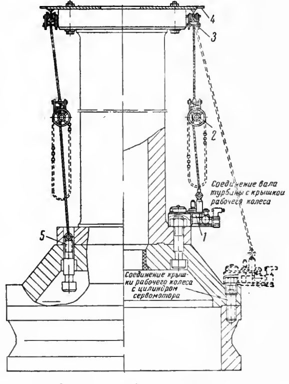


Рис. 7-8. Затягивание болтов пневмогидравлическим ключом.

1 — пневмогидравлический ключ; *2* — таль; *3* — поддерживающий диск; *4* — монорельс; *5* — заводка болта.

При затягивании гаек важно, чтобы усилия, прилагаемые к ключу, были достаточными для получения прочного соединения; в то же время они не должны создавать в теле болта напряжений, превышающих допускаемые по проекту. Независимо от способа затягивания достаточность усилия и равномерность затягивания гаек могут быть определены по величине удлинения болта после затягивания.

Удлинение металла при растяжении в пределах упругости следует известному закону Гука и равно:

$$\Delta l = l\frac{\sigma}{E}, \qquad (7\text{-}1)$$

где Δl — удлинение, *мм*;

l — рабочая длина болта, *мм*;

σ — допустимое проектом напряжение, *кГ/см²*;

E — модуль упругости, *кГ/см²*.

Пользуясь этим уравнением, можно определить удлинение, которое каждый болт должен получить после затягивания для создания прочного надежного соединения.

Замеры удлинения болтов производятся с помощью устройства (рис. 7-9), состоящего из стержня *2*, ввернутого в болт *1*, индикаторной

подставки *3* и индикатора *4*. При затягивании болта должно происходить растяжение его и расстояние между стержнем, не подвергающимся растяжению, и штифтом индикатора будет увеличиваться. Увеличение этого расстояния и является удлинением болта. Затягивание гайки прекращают, как только величина удлинения достигнет заданного значения.

Проверка удлинения болтов при затягивании может производиться также по углу поворота гайки, при котором болт должен растянуться на требуемую величину удлинения. Величина необходимого угла поворота гайки вычисляется по шагу резьбы болта и предварительно определенной требуемой величине удлинения болта. Если шаг резьбы болта, соответствующий повороту гайки на 360°, равен *a мм*, то необходимому удлинению болта будет соответствовать поворот гайки на $\alpha°$, и тогда

$$\alpha° = \frac{\Delta l}{a} \cdot 360°. \qquad (7\text{-}2)$$

Затягивание гаек и проверка их поворота производятся в следующем порядке. Вначале устанавливается несколько болтов и соединение плотно затягивается. Затем устанавливаются все остальные болты и свободно затягиваются так, чтобы плоскость головки болта не соприкасалась с плоскостью фланца, после чего индикаторным глубиномером замеряется и записывается глубина отверстия каждого болта от верхней плоскости болта до головки стержня, ввернутого в отверстие болта. Все установленные болты равномерно затягиваются ударами кувалды, и вновь замеряется глубина отверстий. Если в некоторых из отверстий обнаруживается удлинение болта, то оно учитывается при дальнейшем повороте гаек. С помощью шаблона наносят риски на гранях гаек и фланце согласно необходимому повороту гаек. По окончании разметки все гайки затягивают окончательно по нанесенным рискам.

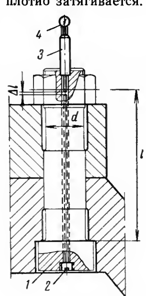


Рис. 7-9. Проверка затягивания гаек по удлинению болта.

Применяется затягивание болтов в нагретом состоянии с проверкой удлинения по углу поворота гайки. Процесс предварительного затягивания осуществляется так же, как и в случае затягивания гайки в холодном состоянии, но перед окончательным затягиванием болты подогреваются. Для этого гайки отвертываются поочередно по одной на один оборот и под гайку или головку болта в зависимости от места подогрева подкладывается шнуровой или листовой асбест. Нагрев производится постепенно в течение не менее 15 *мин* с торца болта бензорезом или другой газовой горелкой до температуры 550—600° С. При этом необходимо следить, чтобы температура у корня головки болта не превышала 350—400° С. После нагрева дается выдержка в течение 15 *мин*, а затем гайка затягивается до совпадения намеченных рисок.

Надежность работы болтового соединения в процессе работы гидроагрегата зависит от тщательности закрепления гаек и головок болтов для предохранения их от самоотвертывания. Болты небольших диаметров закрепляются обычно с помощью шайб различной конструкции. Закрепление же гаек и головок болтов больших диаметров в ответственных соединениях производится, как правило, точечной приваркой головок болтов и гаек к сопрягаемым поверхностям.

Сварочные соединения в конструкциях гидроагрегатов применяются в основном при сборке металлических облицовок (спиральных камер, отсасывающих труб, шахт турбины и др.). В настоящем разделе приводятся только указания общего характера, так как основные сведения по технологии сварочных работ и методам их контроля имеются в соответствующих курсах сварочных работ. Специальные же указания по сборке и сварке отдельных деталей и узлов гидроагрегатов даны в соответствующих разделах по технологии монтажа этих деталей.

Сварочные работы должны производиться по заранее разработанному технологическому процессу, устанавливающему последовательность сборочно-сварочных работ, способы сварки, порядок наложения швов и режимы сварки, диаметры и марки электродов, методы проверки выполненных швов и другие требования. Соблюдение установленного технологического процесса должно систематически контролироваться.

Осуществление ответственных сварочных работ должно производиться под руководством лица, имеющего специальную техническую подготовку. Сварка металлических облицовок должна выполняться электросварщиками, прошедшими испытания и имеющими удостоверения, устанавливающие их квалификацию и характер работ, к которым они допускаются.

Кромки деталей, подлежащие сварке, и прилегающие зоны металла шириной не менее 20 *мм* перед сваркой должны быть очищены до чистого металла от наплывов металла, заусенцев, шлака, окалины, краски, ржавчины, масла, влаги и пр. При этом продукты очистки не должны оставаться в зазорах между собранными деталями.

Для исключения возможности взаимного смещения и коробления при сварке соединяемые детали в процессе сборки закрепляются с помощью зажимов, клиньев и другими способами. При этом должны проверяться:

зазоры по кромкам соединения, которые должны быть равномерными и равными проектной величине;

совпадение поверхностей соединяемых встык элементов одинаковой толщины или соблюдение проектного превышения одной поверхности над другой;

правильность угла скоса соединяемых кромок металла.

Проверка качества выполненных швов сварных соединений производится путем контроля наружных и внутренних дефектов швов и контроля их непроницаемости. Контроль наружных и внутренних дефектов сварных швов и околошовной зоны выполняется следующими методами:

внешним осмотром и измерением;

технологическими пробами;

исследованием макроструктуры;

контролем магнитным порошком;

рентгено- или гаммаграфированием.

Внешний осмотр сварных швов производится для выявления следующих наружных дефектов: непроваров, наплывов, незаваренных кратеров, подрезов, трещин в швах и зоне термического влияния, смещения свариваемых элементов, а также для проверки формы и размеров сварных швов. Осмотр сварных швов производится по всей их протяженности с двух сторон. Перед контролем сварной шов и прилегающая к нему поверхность основного металла на ширину не менее 20 *мм* по обе стороны должны быть очищены от шлака и от других загрязнений, затрудняющих осмотр. Контроль размеров сварного шва и выявленных дефектов производится измерительными инструментами или специальными шаблонами. Для определения границ выявленных трещин де-

фектный участок должен быть отшлифован наждачной бумагой и протравлен.

Технологическая проба производится для определения сплавления металла, характера излома соединения, наличия непровара и других внутренних дефектов в изломе. Испытанию путем разрушения подвергаются образцы сварных соединений установленных размеров.

Контроль макроструктуры производится для установления глубины проплавления, ширины зон термического влияния, структуры металла шва и других внутренних дефектов сварного соединения. Контроль осуществляется путем осмотра с лупой с увеличением в 10 раз отшлифованной и протравленной поверхности образца, вырезанного поперек сварного шва или в другом любом направлении.

Контроль магнитным порошком может производиться для выявления в стальных сварных швах трещин, непроваров и скопления газовых пор, находящихся на глубине не более 5 *мм* от поверхности. Места дефектов устанавливаются по скоплению магнитного порошка, приставшего к поверхности металла.

Рентгено- и гаммаграфирование сварных швов производится для выявления внутренних дефектов: трещин в шве и околошовной зоне, непроваров, газовых пор и шлаковых включений. Трещины выявляются рентгенографированием в тех случаях, когда направление или плоскость трещины совпадает в пределах до 10% с направлением проходящих через нее лучей.

Контроль непроницаемости (плотности) сварных швов для жидкости и выявление дефектных мест осуществляются в монтажной практике гидравлическим испытанием и проверкой керосином.

Перед испытанием гидравлическим давлением сварное изделие герметизируется водонепроницаемыми заглушками. Сварные швы с наружной стороны тщательно обтираются ветошью или обдуваются воздухом до получения сухой поверхности, после чего изделие заполняется водой. Величина гидравлического давления и время выдержки устанавливаются инструкциями, техническими условиями завода-изготовителя либо указаниями проекта. Проницаемость сварных швов и места сквозных дефектов определяются по появлению течи, просачиванию воды в виде капель и запотеванию на поверхности шва или вблизи него.

Все прочноплотные швы должны контролироваться на плотность керосиновой пробой. При этом швы стыковых соединений проверяются путем обильного смачивания шва керосином, а соединения внахлестку — введением керосина между швами.

При проверке керосином сторону сварного шва, более доступную для осмотра, покрывают водным раствором мела или каолина с последующим подсушиванием. Противоположная сторона шва смачивается керосином не менее 2 раз с перерывами в 10 *мин.* На поверхности, окрашенной меловым раствором, в течение не менее 4 *ч* после смачивания, а при температуре ниже 0° С — в течение 8 *ч* не должно появляться жирных пятен или полос.

Результаты контроля сварных соединений и гидравлических испытаний должны оформляться соответствующими протоколами.

7-4. ВЫВЕРКА И ФИКСАЦИЯ ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ

Надежность работы агрегата во многом зависит от правильности сборки и установки на место деталей и узлов его и тщательности проверки положения, сопряжения и взаимодействия их.

При монтаже гидроагрегатов проверка деталей, отдельных механизмов и агрегата в целом производится:

в статическом состоянии — выверкой деталей и узлов при сборке и установке на место в проектное положение;

в рабочем состоянии — проверкой и наладкой агрегата и его отдельных механизмов в процессе пуска, работы на холостом ходу и под нагрузкой.

В настоящем разделе будут рассмотрены только общие положения и указания по выверкам и фиксации деталей и узлов при сборке и установке их. При этом под выверкой детали или узла понимается комплекс работ по приданию детали необходимой геометрической формы и проектных размеров при сборке, а также по обеспечению правильности установки детали или узла в проектное положение, проверке этого положения и закреплению его. Более подробные указания приведены в соответствующих разделах технологии монтажных работ, а указания по проверкам в рабочем состоянии даются в гл. 11.

Применение того или иного способа выверки монтируемых деталей и узлов обусловливается указаниями на чертежах оборудования, инструкциями заводов- изготовителей и техническими условиями на монтаж. В процессе выверки составляются монтажные формуляры и протоколы, в которых указываются фактические и проектные установочные и сборочные размеры, а также допускаемые и фактические отклонения от проектных размеров.

Все проверки деталей, узлов и агрегата в целом в статическом состоянии можно разделить на два основных вида: сборочные проверки и установочные (монтажные) проверки.

К сборочным проверкам деталей и узлов гидроагрегата относятся:

проверка правильности взаимного расположения и сопряжения деталей для обеспечения необходимых зазоров и правильности взаимодействия деталей и узлов при работе агрегата;

проверка проектных сопрягаемых размеров деталей и узлов и размеров их установочных мест;

проверка и придание проектной конфигурации деталям.

При установке детали или узла в проектное положение проверяется:

соосность деталей для взаимно вертикально расположенных деталей — по отвесу, для вертикальных валов — по нескольким отвесам либо поворотом вокруг оси, для горизонтальных валов и взаимно горизонтально расположенных деталей — по струне;

концентричность установки деталей относительно оси, а также цилиндричность их — по осевой струне или осевой штанге;

горизонтальность поверхностей деталей — уровнем или нивелиром;

высотное положение деталей — непосредственным замером от репера или нивелированием;

положение в плане по главным осям агрегата и заводским разметочным осям — по отвесам от главных осей;

зазоры между вращающимися поверхностями — непосредственными замерами щупом или линейкой.

Фиксация взаимного и установочного положения деталей и узлов для обеспечения надежной спокойной работы гидроагрегата и возможности повторения такого же положения их при монтаже и после ремонтов в процессе эксплуатации производится при изготовлении и сборке деталей и узлов на заводе-изготовителе, а также во время сборки и установки на монтаже. В зависимости от назначения, положения и характера детали или узла фиксация производится следующими способами:

обеспечение соосности цилиндрических деталей — соответствующими выточками в деталях;

предохранение сопрягаемых плоскостей от смещения — припасованными болтами, контрольными шпильками и штифтами;

фиксация установочного положения — контрольными штифтами и шпильками после окончательной сборки, установки и проверки детали или узла;

взаимное положение в плане и высотное, а также установочное положение деталей и узлов фиксируется сборочными и монтажными метками (буквы, риски).

Установочная выверка фундаментных деталей заключается в установке и проверке правильного проектного положения детали в плане и по высоте. До установки деталей в проектное положение на фундамент должны быть уложены подкладки или приспособления, при помощи которых предусматривается производство высотной выверки детали или узла.

Правильность установки вертикального гидроагрегата в машинном здании определяется положением его вертикальной оси (Z) и высотными отметками, а горизонтального агрегата — положением продольной оси (X), совмещенной с осью вала, поперечной оси (Y), перпендикулярной к продольной и проходящей через ось спиральной камеры, а также высотной отметкой. Эти исходные данные для установки агрегата должны быть надежно зафиксированы на фундаменте так, чтобы они не могли быть забетонированы или повреждены в процессе возведения машинного здания. Положение вертикальной оси агрегата определяется пересечением его осей X и Y, называемых главными осями агрегата и зафиксированных с помощью рисок на металлических скобах, закрепленных в бетоне верхней части фундамента. Высотное положение агрегата проверяется по металлическому реперу, заделанному в бетон и ориентированному относительно постоянного контрольного репера, находящегося вне сооружения.

Положение узла в плане проверяется по главным осям либо относительно других установленных деталей. Первая приближенная выверка положения детали в плане обеспечивается максимальной точностью установки ее в проектное положение с помощью крана. Дальнейшее уточнение положения детали или узла производится горизонтальным перемещением его домкратами и различными распорными устройствами.

Для обозначения главных осей и для отвесов применяется стальная проволока толщиной 0,3—0,5 *мм*. Отвесы должны иметь вес не менее 2,5 *кг* и при проверочных работах должны быть опущены не менее чем на $^1/_3$ своей высоты в сосуд с маслом средней вязкости.

Высотная выверка установленных деталей может производиться при помощи металлических подкладок и установочных парных (встречных) клиньев, винтовых домкратов, регулирующих (отжимных) болтов. Подкладки и другие приспособления для выверки должны плотно прилегать к бетону, для чего места их установки предварительно очищаются и выравниваются по уровню. Размеры выровненных площадок должны превышать величину подкладок не менее чем на 25 *см* с каждой стороны. Подкладки должны устанавливаться с двух сторон каждого фундаментного болта на возможно близком расстоянии от него, не перекрывая фундаментных колодцев. Расстояние между подкладками, их размеры и материал указываются в установочных чертежах. При отсутствии таких указаний расстояние между подкладками может приниматься 300—1 000 *мм*, а размеры их и материал устанавливаются по табл. 7-2. Плоскости прилегания подкладок к металлу должны быть обработанными или тщательно выровненными и не иметь вспученности, заусенцев и забоин.

При установке деталей и узлов на клиновых подкладках выверка производится регулировкой высоты клиньев, а при установке на плос-

Таблица 7-2

Размеры подкладок для выверки фундаментных деталей

Размеры подкладок, *мм*			Материал
длина	ширина	толщина	
350	200	60, 40	Сталь, чугун
350	200	20, 15, 10, 5	Сталь
300 250	150 100	60, 40	Сталь, чугун
200 200	150 100	20, 15, 10, 5	Сталь
150	100	40	Сталь, чугун
150	100	20, 15, 10, 5	Сталь
100	60	20, 15, 10, 5	Сталь

ких подкладках — подбором их толщины. Количество подкладок в пакете должно быть минимальным и не превышать 5 шт., включая и тонколистовые, применяемые для окончательной выверки.

Инвентарные и монтажные домкраты, применяемые для выверки монтируемого оборудования, устанавливаются на специально подготовленные и зачищенные по уровню площадки на поверхности фундамента. Количество домкратов определяется в зависимости от веса и габаритов оборудования.

В монтажной практике для выверки высотного положения оборудования широко применяются упрощенные монтажные домкраты винтового типа, которые после выверки закрепляются к оборудованию и бетонируются совместно с ним. Изготовление таких домкратов часто производится на монтажной площадке. Из условия прочности резьбы домкрата и обеспечения его самоторможения, а также считая, что при выверке вся деталь односторонне приподнимается одним домкратом вне зависимости от количества их, наружный диаметр резьбы домкрата, изготовленного из стали марок Ст. 3—Ст. 5, может быть определен по кривой на рис. 7-10. Высоту резьбы в корпусе домкрата следует принимать не менее $2d$.

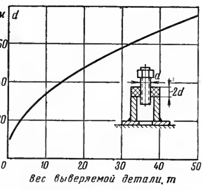


Рис. 7-10. Определение диаметра резьбы монтажного домкрата.

Регулирующие (отжимные) болты специальных приспособлений или болты, конструктивно встроенные в оборудование для выверки его, при установке следует опирать на стальные подкладки, уложенные на предварительно выровненную поверхность фундамента.

Предварительная выверка оборудования на фундаменте производится при свободном его опирании на подкладки, клинья или домкраты, а окончательная — при затянутых гайках фундаментных болтов. После окончательной выверки установленного оборудования на фундаменте стальные подкладки в пакетах, клинья, монтажные домкраты и отжимные болты прихватываются электросваркой.

7-5. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНДАМЕНТАМ И БЕТОНИРОВАНИЮ

При расчете и сооружении фундаментов гидроагрегата необходимо учитывать следующие требования:

прочность фундамента должна быть достаточной для восприятия статической нагрузки, состоящей из веса агрегата, сил воздействия

потока и динамических нагрузок, возникающих при работе гидроагрегата;

число собственных колебаний фундамента во избежание резонанса должно отличаться от числа оборотов агрегата и не быть кратным ему;

размеры и формы фундаментов, штраб для закладных деталей агрегата и отметки их расположения должны соответствовать установочным габаритам оборудований;

фундамент должен быть монолитным и исключать возможность относительных смещений его частей;

бетон фундамента должен быть стойким против размыва его потоком и фильтрацией воды.

По окончании возведения фундаменты и штрабы должны быть очищены и освобождены от опалубки и строительного мусора, а поверхности их окиркованы. Не подлежащие облицовке металлом поверхность шахты агрегата и воздушные каналы генератора должны быть оштукатурены, загрунтованы и окрашены до пробного пуска агрегата.

До начала монтажа оборудования заказчиком выдаются монтажной организации формуляры фундаментов и штраб, а также зафиксированные в натуре главные оси агрегатов и высотные отметки (реперы), после чего составляется акт о готовности фундамента под монтаж.

При приемке фундамента проверяются:

1) положение фундамента и штраб относительно осей здания и соседних агрегатов;

2) геометрические размеры фундамента;

3) положение фундамента относительно осей агрегата;

4) высотное положение опорных поверхностей фундамента;

5) расположение и заложение колодцев для фундаментных болтов.

Допускаемые отклонения при сооружении фундаментов приведены в табл. 7-3.

Таблица 7-3

Допуски и нормы на сооружение фундаментов

Наименование	Величина допусков и норм, *мм*
Продольные и поперечные оси фундаментов	±20
Основные размеры в плане	±30
Высотные отметки поверхности фундамента (не учитывая высоту подливки)	—30
Размеры уступов в плане	—20
Размеры колодцев в плане	+20
Отметки уступов в выемках и колодцах	—20
Оси анкерных болтов в плане	±5
Оси закладных анкерных устройств в плане	±10
Отметки верхних торцов анкерных болтов	+20

Установленные закладные детали должны быть надежно закреплены на фундаменте и в штрабах при помощи фундаментных болтов, специальных распоров, растяжек и других устройств, предохраняющих детали от сдвига и деформации в процессе бетонирования. Для обеспечения надежной связи закладных деталей с бетоном наружная поверхность их должна иметь достаточное количество ребер, анкерных планок, арматурных выпусков и других анкерных устройств.

По окончании выверки и закрепления смонтированные закладные детали, как скрытые работы, закрываемые последующим бетонированием, предъявляются технадзору заказчика для установления соответствия их техническим требованиям и проекту. Сдача установленных

закладных деталей под бетонирование оформляется актом на скрытые работы.

Подливка бетоном или раствором установленных закладных деталей производится в соответствии с проектом. При отсутствии в проекте указаний о марке бетона для подливки последняя производится бетоном марки не ниже 200—300, причем для тесных мест и в случаях небольшой толщины подливки рекомендуется применение бетона на мелком щебне или цементного раствора. Поверхность фундамента, а также колодцы для фундаментных болтов перед подливкой необходимо тщательно очистить от остатков опалубки, посторонних предметов, масла, краски и промыть водой. Высота подливки между низом оборудования (плиты, рамы и пр.) и поверхностью фундамента допускается в пределах 30—100 *мм*. При наличии в основании оборудования ребер жесткости указанный размер следует считать от низа наиболее выступающего ребра.

Подливку следует производить с особой тщательностью и без перерывов. При этом должно быть обеспечено проникновение бетона (раствора) под все подливаемые поверхности с тем, чтобы не оставалось пустот и раковин. В случае производства подливки в зимнее время необходимо принимать меры, обеспечивающие нормальный процесс твердения бетона.

Бетонирование закладных деталей гидроагрегата осуществляется как обетонированием их в процессе возведения основного бетонного блока при совмещенном методе монтажа, так и укладкой бетона вокруг закладных деталей в штрабы, выполненные в фундаменте. Во всех случаях бетонирования необходимо помнить, что надежность и долговечность работы гидроагрегата во многом зависят от качества укладки бетонных блоков, непосредственно сопрягающихся с деталями гидроагрегата, или штрабного бетона.

После затвердения бетона с целью установления отсутствия смещения и деформации закладных деталей должна быть произведена проверка основных установочных и геометрических размеров забетонированных деталей. Проверяется также надежность связи уложенного бетона с поверхностями установленных металлических облицовок — спиральной камеры, шахт турбины и сервомоторов, камеры рабочего колеса, отсасывающей трубы и др. — путем простукивания ручным молотком с внутренней стороны облицовок. Глухой звук будет свидетельствовать об отсутствии связи бетона с металлом или наличии пустот в бетоне. В таких случаях в облицовках сверлят отверстия, нагнетают через них цементный раствор и затем отверстия завариваются.

7-6. ПРОИЗВОДСТВО МОНТАЖНЫХ РАБОТ В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ

Наиболее рациональным температурным режимом для выполнения монтажных работ является положительная температура не ниже плюс 5° С. В этом случае работы производятся в нормальных условиях, чем обеспечиваются высокая производительность труда, высокое качество монтажных работ, сохранность оборудования и возможность выполнения этих работ в наименьшие сроки. Однако при строительстве гидроэлектростанций в районах с длительной низкой температурой возникает необходимость производства монтажных работ и в зимнее время. Монтажными организациями вполне освоено успешное и качественное выполнение монтажных и сборочных работ при низких температурах при условии выполнения ряда мероприятий по частичному отеплению мест сборки и установки гидроагрегатов.

Сборочные работы по укрупнению деталей и узлов агрегатов на временных сборочных и монтажных площадках могут производиться при отрицательной температуре, но в таких случаях площадки должны

быть защищены от попадания на них атмосферных осадков и от сквозного ветра. Распаковка оборудования в монтажной зоне должна производиться по возможности при той же температуре, при которой оно хранилось на складе.

Монтаж закладных деталей гидротурбин в зимних условиях вне зависимости от методов выполнения работ может производиться при отрицательной температуре. Однако при бетонировании их необходимо обеспечить нормальное схватывание бетона. Рабочее колесо с валом и рабочие механизмы могут также монтироваться при отрицательной температуре, но место работ при этом должно быть защищено от попадания на него и на монтируемое оборудование атмосферных осадков.

Работы по монтажу механизмов и узлов системы регулирования гидроагрегата могут производиться при отрицательной температуре (не ниже —20° С), но ревизия, наладка и гидравлические испытания их должны выполняться только при положительной температуре (не ниже +5° С).

К концу монтажа рабочих механизмов турбины и к моменту проверки линии ее вала в шахте турбины должна быть создана положительная температура не ниже +5° С. Обеспечение положительной температуры в шахте турбины может быть осуществлено устройством временного перекрытия шахты и местным отоплением.

Установка статора генератора на место, а также монтаж нижней крестовины, подпятника, вала генератора могут производиться при отрицательной температуре, но с обязательным предохранением их от атмосферных осадков. Для выполнения электрообмоточных работ на статоре должна быть создана положительная температура не ниже $+5 \div 10°$ С. Отепление статора можно осуществить устройством временного укрытия его и местного отопления.

К моменту установки ротора генератора на место должна быть создана общая положительная температура не ниже +5° С в пределах блока монтируемого агрегата и его служебных механизмов.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОТУРБИН

8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО МОНТАЖУ ЗАКЛАДНЫХ ДЕТАЛЕЙ

Общая технология монтажа бетонируемых закладных деталей обычно принимается следующей:

1) проверка, приемка и подготовка фундамента или места установки детали или узла;

2) установка на место детали в собранном виде или отдельными частями с последующей сборкой и постановка фундаментных болтов;

3) предварительная выверка незакрепленной детали в собранном виде в плане, по высоте и по горизонтальности;

4) бетонирование фундаментных болтов или других средств закрепления и выдержка бетона;

5) окончательная выверка и закрепление детали;

6) сдача детали под бетонирование, бетонирование ее и проверка установки и конфигурации детали после выдержки бетона.

Резкие уступы в стыках соединений деталей проточной части на поверхностях, подвергающихся воздействию потока воды, не допускаются во избежание излишних гидравлических потерь. При наличии таких уступов они должны быть сглажены подрубкой зубилом с последующей зачисткой шлифовальной машинкой или напильником. Вели-

чина уступов после сглаживания их не должна превышать размеров, указанных в табл. 8-1.

Таблица 8-1

Допуски на остающиеся уступы в местах соединения закладных деталей, подвергающихся воздействию потока

Вид поверхностей деталей	Допустимая величина сглаженных уступов, *мм*, при диаметре рабочего колеса турбины, *м*			
	3,0	3,0—5,0	5,0—7,2	7,2—9,3
Обработанные поверхности	1,0	2,0	3,0	4,0
Черные поверхности	5,0	8,0	12,0	15,0

Для предотвращения протечек воды через стыки деталей и разрушения вследствие этого прилегающего слоя бетона места соединения деталей должны быть плотными и водонепроницаемыми. В связи с этим соприкасающиеся поверхности деталей при сборке должны быть зачищены от забоин, заусенцев и грязи и проверены по лекальной линейке с тем, чтобы после затягивания болтов соединение было плотным и не допускало протечек воды. При сборке и окончательном затягивании стыков соединяемые плоскости их должны покрываться свинцовым суриком.

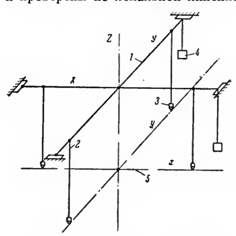


Рис. 8-1. Схема переноса главных осей гидроагрегата.
1 — главные оси агрегата; *2* — струны; *3* — отвес; *4* — груз; *5* — вспомогательные монтажные оси.

Согласно техническим условиям на монтаж гидроагрегатов плотным соединением в закладных деталях считается такое соединение, в которое щуп толщиной 0,05 *мм* не проходит. Допускаются только местные неплотности, в которые этот щуп проходит на глубину не более 20% ширины стыка. Проверка плотности должна производиться при отсутствии в соединении каких-либо уплотнений.

Положение установленной детали в плане проверяется по главным осям агрегата. Если главные оси, выданные строительством, зафиксированы на скобах, расположенных очень высоко, то для удобства и точности проверок переносят и натягивают ниже вспомогательные монтажные оси (рис. 8-1) с точностью до ±0,1 *мм* на 1 *м* расстояния вспомогательных осей от главных.

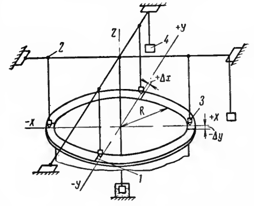


Рис. 8-2. Схема проверки положения детали в плане.
1 — заводская осевая метка; *2* — струны; *3* — отвес; *4* — груз.

Основными (базовыми) элементами для проверки правильности установки закладных деталей, а следовательно, и правильности положения смонтированного агрегата в плане и по

высоте обычно принимаются верхние обработанные поверхности и внутренние расточки: в поворотнолопастных турбинах — нижнего кольца направляющего аппарата, а в радиально-осевых турбинах — фундаментного кольца или статора турбины.

Правильное положение детали в плане устанавливается совмещением заводских осевых меток, нанесенных на ее верхнем фланце, с продольной и поперечной осями агрегата с помощью отвесов, отпущенных со струн, натянутых по этим осям. Положение детали относительно вертикальной оси агрегата проверяется замером штихмассом или рулеткой расстояния от внутренней расточки базовой детали до струны с отвесом, отпущенным из места пересечения двух струн, натянутых по осям агрегата. Схема проверок положения детали в плане, относительно оси агрегата, а также цилиндричности детали приведена на рис. 8-2.

Высотное положение и горизонтальность установленной детали проверяются нивелированием от основного репера или вспомогательного репера, перенесенного от основного с точностью не менее $\pm 1{,}0$ *мм*.

8-2. ЗАКЛАДНЫЕ ДЕТАЛИ РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

К закладным деталям радиально-осевых гидротурбин относятся: облицовка конуса отсасывающей трубы, фундаментное кольцо, статор турбины, облицовка спиральной камеры, облицовки шахты турбины и ниш сервомоторов.

Облицовка конуса отсасывающей трубы представляет собой металлическую конструкцию, изготовленную из отдельных листов стали, и является первой монтируемой деталью гидроагрегата.

Монтаж облицовки отсасывающей трубы производится обычно бесштрабным способом сразу после возведения блока подводной части машинного здания до отметки низа облицовки. Преимущество такого способа монтажа заключается в том, что исключается необходимость опалубки для оставления штраб, так как сама облицовка является металлической несъемной опалубкой и бетон укладывается в одну очередь, без последующего штрабного бетонирования.

Облицовка конуса может устанавливаться на место предварительно укрупненным на монтажной площадке блоком либо собираться из отдельных элементов на месте установки. Предпочтительнее блочная установка облицовки, однако для этого требуются строительные краны достаточной грузоподъемности и возможность перемещения собранной облицовки от места сборки к кратеру агрегата.

Сборка облицовки как на монтажной площадке, так и на месте установки производится в следующем порядке. На подкладках и парных клиньях собирается нижняя обечайка облицовки. Соединение и выверка стыков отдельных элементов облицовки производятся с помощью специальных клиньев и монтажных болтов, а геометрические размеры обеспечиваются металлическими распорами и стяжками. Затем последовательно собираются остальные обечайки и соединяются между собою. Иногда в верхнем сечении устанавливается распорная металлическая рама, с помощью которой придается правильная геометрическая форма верхнему сечению облицовки. Эта же рама служит основанием монтажного настила для работ при установке фундаментного кольца и соединении его облицовкой.

По окончании сборки обечаек проверяется геометрическая форма всей облицовки. Для этого в верхнем сечении облицовки по главным осям агрегата натягиваются струны, на пересечении которых навешивается отвес, представляющий собой вертикальную ось агрегата. Проверки геометрической формы обечаек чаще всего выполняются рулеткой относительно вертикальной оси.

После проверки и закрепления формы облицовки производится

ее сварка. При этом вначале отдельные листы свариваются в обечайку, а затем уже обечайки свариваются между собой. После сварки вновь выверяется геометрическая форма облицовки с помощью рамы, распоров и стяжек, которые затем прочно закрепляются на облицовке сваркой.

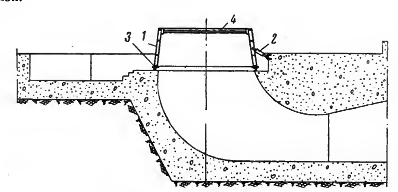
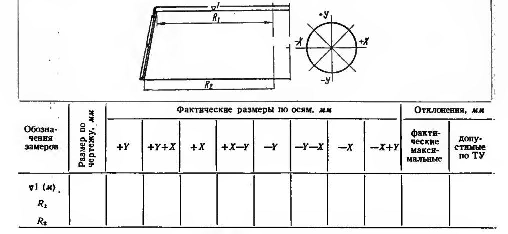


Рис. 8-3. Установка облицовки конуса отсасывающей трубы.
1 — облицовка; *2* — растяжки; *3* — выверочные подкладки; *4* — распорная рама.

Установленная в собранном виде или собранная на месте облицовка (рис. 8-3) выверяется по высотной отметке и главным осям агрегата и закрепляется на месте с помощью растяжек. Проверяется также сопряжение низа облицовки с бетонной частью отсасывающей трубы. Допуски на сборку и установку облицовки приведены в табл. 8-2. По окончании выверки и раскрепления составляется монтажный формуляр (рис. 8-4) и облицовка сдается под бетонирование. Бетонирование облицовки производится до отметки несколько ниже ее верхнего торца с тем, чтобы облегчить подгонку верха облицовки к фундаментному кольцу.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		+Y	+Y+X	+X	+X—Y	—Y	—Y—X	—X	—X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇I (*м*)											
R_1											
R_2											

Рис. 8-4. Формуляр установки облицовки конуса отсасывающей трубы.

Соединение облицовки с фундаментным кольцом обычно выполняется сопрягающим поясом после установки, выверки и окончательного закрепления фундаментного кольца и статора с присоединенной спиральной камерой. Если же облицовка будет присоединена к фундаментному кольцу сразу после его установки, то производить затем выверку статора нельзя.

Таблица 8-2

Допуски на сборку и установку облицовок конуса отсасывающей трубы

Характер отклонения	Место замеров	Обозначения на формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре рабочего колеса гидротурбины, *м*				
			2,0	3,0	5,0	7,2	9,3
Отклонение от проектной высотной отметки	Верхний торец облицовки	$\nabla 1$	+8	+10	+15	+20	+25
Нецилиндричность	Верхний и нижний торцы облицовки	R	5	6	10	15	20
Несоосность оси агрегата	От вертикальной оси агрегата до верха облицовки	Δx и Δy	5	6	8	10	12
Негоризонтальность	Верхний торец облицовки		4	6	10	12	15

Вместе с облицовкой до ее бетонирования удобно устанавливать и фундаментное кольцо. В этом случае выверка облицовки производится по расточке и верхней плоскости фундаментного кольца. Одновременно фундаментное кольцо используется как кондуктор для установки его фундаментных болтов, которые при этом ставятся на место и закрепляются к облицовке так, чтобы при бетонировании положение их не было нарушено.

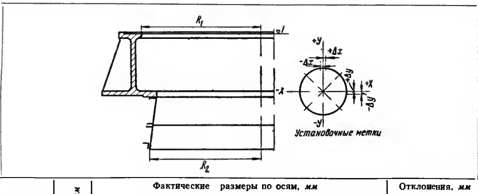
Фундаментное кольцо является основной (базовой) деталью, определяющей положение гидроагрегата по высотной отметке и главным осям, поэтому монтаж и выверка его должны быть выполнены особенно тщательно.

Укрупнительная сборка фундаментного кольца, состоящего из двух или четырех частей, производится на монтажной площадке и заключается в соединении между собой отдельных его элементов. При этом стыки кольца соединяются плотно на свинцовом сурике и не должны иметь уступов. Цилиндричность кольца выверяется с помощью металлических распоров и растяжек, которые оставляются до закрепления и бетонирования кольца. Если фундаментное кольцо устанавливается на облицовку конуса до ее бетонирования, то наверху облицовки должны быть приварены временные специальные опоры, поддерживающие фундаментное кольцо. Установленное таким способом кольцо проверяется предварительно, а окончательная выверка его производится после бетонирования облицовки конуса. В случае установки фундаментного кольца после бетонирования облицовки конуса оно устанавливается на выкладки или металлические подставки, опирающиеся на бетон, и выверяется сразу окончательно. В процессе выверки определяется правильность положения кольца в плане по главным осям агрегата, по проектной высотной отметке ∇ 1 и проверяется его горизонтальность. Монтажный формуляр фундаментного кольца показан на рис. 8-5.

После бетонирования облицовки конуса и фундаментных болтов кольцо затягивается на фундаменте и в таком положении выверяется. Допустимые отклонения при сборке и установке фундаментного кольца даны в табл. 8-3. Бетонирование фундаментного кольца производится одновременно с бетонированием статора и облицовки спиральной камеры.

Статор турбины. Статоры средних и крупных радиально-осевых гидротурбин выполняются разъемными из двух или четырех частей и устанавливаются нижним фланцем на фундаментное кольцо. В зависимости от наличия грузоподъемных средств и принятого метода монтажа закладных деталей турбины статор может монтироваться отдельными элементами со сборкой на месте установки, в полностью собранном виде либо в сборе с фундаментным кольцом — крупным блоком.

Монтаж статора в собранном виде осуществляется в следующем порядке. Элементы статора на монтажной площадке очищаются от консервирующего покрытия и грязи, запиливаются заусенцы и забоины и проверяются стыковые поверхности элементов с помощью лекальной линейки. Установленный на выкладки первый элемент надежно раскрепляется распорами, и предварительно выверяются вертикальность и горизонтальность его положения. Затем устанавливается последующий элемент и соединяется болтами с ранее установленным. Стыковые по-



Обозначения замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм								Отклонения, мм	
		+Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
▽1 (м)											
R_1											
R_2											
$\pm\Delta x$	—		—		—		—	—	—		
$\pm\Delta y$	—	—	—	—	—	—	—		—		

Рис. 8-5. Формуляр установки фундаментного кольца и облицовки конуса отсасывающей трубы.

Таблица 8-3

Допуски на сборку и установку фундаментного кольца, статора и литой спиральной камеры радиально-осевых гидротурбин

Характер обозначения	Место замеров	Обозначение на формуляре	Допустимые отклонения, мм, при диаметре рабочего колеса гидротурбины, м			
			2,0	3,0	4,1	5,5
Смещение осевых меток на деталях относительно осей гидроагрегата	От отвесов с осей X и Y до соответствующих осевых меток на устанавливаемой детали	Δx и Δy	2	2	2,5	3
Отклонение от проектной высотной отметки	Обработанная плоскость верхнего фланца	▽1	1,5	2	2,5	3
Негоризонтальность	То же	—	0,2*	0,4	0,4	0,5
Нецилиндричность	От вертикальной оси до внутренней расточки детали, в местах, заданных формуляром	R	0,5	0,8	1,0	1,2
Смещение оси входного сечения спиральной камеры относительно оси агрегата	От отвеса, проходящего через центр входного сечения, до оси Y	C	8	10	12	15

* Для спиральной камеры гидротурбин с рабочим колесом диаметром до 2,0 м негоризонтальность допускается не более 0,1 мм.

верхности элементов перед соединением покрываются свинцовым суриком. Таким же образом устанавливаются все остальные элементы статора и соединяются между собой болтами.

Сборку элементов лучше производить вначале в полукольца, а затем уже полукольца соединять между собой. При сборке статора более мелкими частями последний элемент трудно установить на место, так как в этом случае приходится раздвигать собранные элементы и заво-

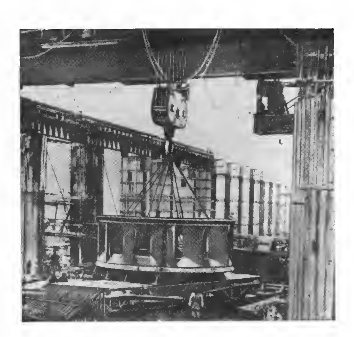


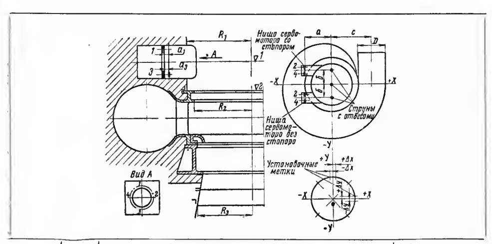
Рис. 8-6. Блочный монтаж статора радиально-осевой турбины.

дить последнюю часть статора с внешней стороны с горизонтальным перемещением ее. Цилиндричность статора выверяется с помощью внутренних растяжек или распоров, снимаемых только по окончании бетонирования статора. Собранный и выверенный по конфигурации статор стягивается окончательно болтами, затем проверяется отсутствие уступов в стыках и на поверхности его верхнего фланца.

Поверхность верхнего фланца фундаментного кольца перед установкой статора зачищается, проверяется и покрывается свинцовым суриком или на нее укладывается уплотнительный резиновый шнур. Строповка статора при установке одним краном производится стропами (рис. 8-6); при транспортировке двумя кранами лучше пользоваться специальными захватными проушинами.

Установленный на фундаментное кольцо статор вначале проверяется в плане по осевым заводским меткам и относительно оси агрегата по вертикальной осевой струне с замером расстояния от верхней расточки статора до осевой струны не менее чем в восьми точках, после чего статор соединяется болтами с фундаментным кольцом, и дальнейшая выверка его по высотной отметке и горизонтальности производится совместным опусканием или подъемом фундаментного кольца и статора. По окончании высотной и осевой проверок статора фундаментное кольцо закрепляется на месте фундаментными болтами, после чего произ-

водится окончательная выверка статора. Результаты этой выверки вписываются в монтажный формуляр (рис. 8-7). Бетонирование статора выполняется после установки и присоединения спиральной камеры.



Обозначенве замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм								Отклонения, мм	
		+Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇2 (м)											
R_1											
R_2											
R_3											
$\pm\Delta x$											
$\pm\Delta y$											

Обозначение замеров	Положение и размеры ниш сервомоторов						
	Сервомотор со статором			Сервомотор без статора			
	Размеры, мм	Отклонення, мм		Размеры, мм		Отклонеиия, мм	
	по чертежу фактическве	фактические	допустимые по ТУ	по чертежу	фактические	фактвческие	допустимые по ТУ
∇1 (м)							
a_1							
a_2		$a_1 - a_3$				$a_1 - a_3$	
a_3							
a_4		$a_2 - a_4$				$a_2 - a_4$	
б							

Обозначение замеров	Размеры входного патрубка спирали, мм		Отклонения, мм	
	по чертежу	фактические с наибольшим отклонением	фактические максимальные	допустимые по ТУ
D				
C				

Рис. 8-7. Формуляр установки закладных деталей радиально-осевой турбины.

Подъем и опускание статора при высотной выверке производятся краном, домкратами или парными клиньями. Горизонтальные перемещения и разворот статора могут осуществляться с помощью домкратов, крана или растяжек. При этом удобно применение катков из арматурной

стали, укладываемых между плоскостями фундаментного кольца и статора. Для установки и удаления катков после перемещения статор приподнимается домкратами или краном.

При монтаже статора в сборе с фундаментным кольцом сборочные операции на монтажной площадке аналогичны операциям, описанной выше раздельной сборки фундаментного кольца и статора. Установленный на место блок предварительно выверяется по высоте, горизонтальности и плановому положению и затем бетонируются фундаментные болты фундаментного кольца. После затвердения бетона затягиваются фундаментные болты и производится окончательная выверка статора.

Установка статора на место отдельными элементами по существу является укрупнительной сборкой статора на фундаментном кольце, выполняемой в менее удобных условиях, чем на монтажной площадке. Все операции по подготовке, установке отдельных элементов на место, сборке их и выверке аналогичны описанным выше. Если есть возможность, то все же предпочтительнее устанавливать статор целиком или полукольцами, собранными на монтажной площадке.

Спиральные камеры. В зависимости от габаритов спиральных камер поставка их производится секциями, состоящими из двух и более конструктивных звеньев, конструктивными звеньями и отдельными листами с последующей сваркой их на месте установки.

Монтаж спиральных камер небольших габаритов и достаточной жесткости может производиться двумя или несколькими блоками, укрупненными на монтажной площадке. Монтаж же спиральных камер крупных гидротурбин, как правило, осуществляется сборкой их в проектном положении, так как перемещение укрупненных блоков невозможно из-за трудности предотвращения деформации спиральной камеры.

Процесс сборки спиральной камеры на монтаже обычно осуществляется в следующем порядке:

1) приемка и подготовка места установки спиральной камеры;
2) установка первых звеньев;
3) установка последующих звеньев;
4) подгонка и установка замыкающего звена;
5) подгонка стыков и закрепление их;
6) выверка установленных звеньев;
7) производство сварочных операций;
8) окончательная выверка спиральной камеры, закрепление и сдача ее под бетонирование.

Установка спиральной камеры в проектное положение производится на бетонных тумбах, изготовленных при бетонировании фундамента, либо на металлических опорах, установленных на бетон. Отметки верха этих тумб должны быть на 30—40 *мм* ниже положения опорных поверхностей соответствующих звеньев, что должно быть проверено нивелированием каждой тумбы до начала сборки. Установка спиральной камеры достаточно просто и надежно может производиться также с помощью специальных монтажных домкратов, устанавливаемых на выровненные площадки фундамента.

На рис. 8-8 представлена схема спиральной камеры радиально-осевой турбины с рабочим колесом диаметром 4,1 *м*. Камера выполнена из 27 конструктивных звеньев. Звенья малых габаритов *XXIII—XXVII* полностью сварены на заводе в одну поставочную секцию, более крупные звенья *XIII—XXII* сварены по два, а все остальные звенья поставляются отдельными листами. Звено *XII* имеет монтажный припуск и является замыкающим сборку спиральной камеры.

Сборка такой спиральной камеры производится обычно двумя основными монтажными потоками: от зуба спирали (постановочная секция *18)* против часовой стрелки по секцию *13* включительно и от сек-

ции 2 по часовой стрелке до секции *11*. В секции 2 затем присоединяется секция *1*, а секция *12* с монтажным припуском устанавливается последней. Секция *1а*, имеющая также монтажный припуск, устанавливается после окончания монтажа спиральной камеры при соединении ее с напорным трубопроводом.

Сопряжения листов между собой и со статором подгоняются с помощью клиньев и стяжек. Высотное положение спиральной камеры выравнивается домкратами, а правильность геометрической формы секций достигается распорами и растяжками, устанавливаемыми внутри

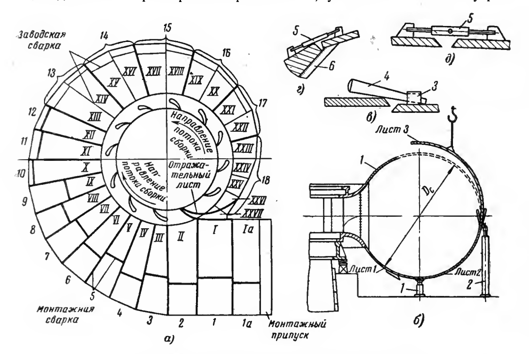


Рис. 8-8. Сборочная схема сварной спиральной камеры.

а — схема спиральной камеры; *б* — схема сборки звена; *в* — выверка стыка клином; *г* — присоединение звена к верхнему фланцу статора; *д* — стягивание стыка талрепом; *1* — установочные домкраты; *2* — регулирующие домкраты; *3* — угольник; *4* — клин; *5* — талреп; *6* — упор.

секции. Окончательная проверка геометрической формы и положения спиральной камеры (рис. 8-9) производится после завершения сварки всех ее монтажных элементов.

Технология сварки элементов спиральной камеры устанавливается в каждом отдельном случае заводом-изготовителем. Поэтому ниже приводятся только общие указания по организации и выполнению сварочных операций.

Одним из показателей, определяющих качество сварки, является подгонка и разделка кромок элементов спиральной камеры. Хотя на заводе в процессе контрольной сборки камеры и должны производиться полная и окончательная подгонка и разделка кромок стыков, но в результате деформации элементов при транспортировке и хранении, возможности некачественной заводской подгонки стыков, а также наличия монтажных припусков на замыкающих элементах подгонять и разделывать кромки стыков приходится и при монтаже. После окончания подгонки и прихватки звена перед сдачей его под сварку должны быть тщательно проверены проектные размеры и геометрическая форма кромок: зазоры между соединяемыми элементами, величина притупления, угол разделки. Если зазоры оказываются меньше проектных, то одна

из кромок должна быть обрублена зубилом или обрезана автогеном до требуемой величины зазора и вновь разделана в соответствии с чертежом. При увеличенном зазоре, наоборот, следует наплавить одну из кромок и затем разделать ее. Угол разделки и притупление стыка также должны быть доведены до проектных величин обрубкой или наплавкой с последующей разделкой кромки. Все монтажные электросварочные прихватки в процессе сборки спиральной камеры должны выполняться качественно, так как последующему удалению они не подлежат.

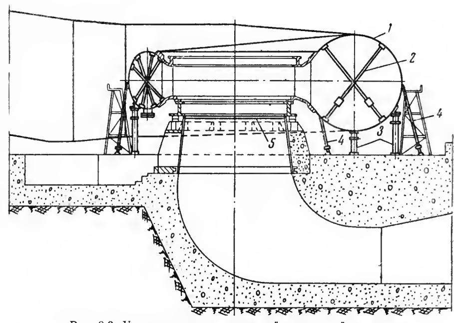


Рис. 8-9. Установочная схема сварной спиральной камеры.
1 — спиральная камера; 2 — внутренние стяжки; 3 — домкраты; 4 — наружные стяжки; 5 — настил.

При сварке спиральной камеры рекомендуется вначале сваривать в каждой секции продольные швы полностью, затем приваривать секцию к статору и уже после этого сваривать кольцевые стыки между секциями. Последующие секции можно сваривать только после того, как у предыдущей будут заварены все продольные стыки и не менее 30% каждого кольцевого стыка.

По окончании сварки и проверки сварных швов спиральная камера закрепляется к бетонному основанию и окончательно проверяется геометрическая форма ее, а также правильность установки в соответствии с допусками, указанными в табл. 8-4. Затем спиральная камера со статором и фундаментным кольцом сдается под бетонирование.

До бетонирования верхнюю половину облицовки спиральной камеры иногда покрывают изолирующей прокладкой, состоящей из войлока с двумя слоями рубероида, наклеенного на битуме. Такая прокладка исключает взаимное силовое воздействие бетонного блока здания станции и спиральной камеры гидротурбины. Вес бетонного блока над спиральной камерой при этом передается только на опорные колонны статора, а облицовка спиральной камеры имеет возможность свободно деформироваться при повышениях давления в случаях внезапных сбросов нагрузки на агрегат, не передавая давления на бетон.

Облицовки шахты турбины и ниш сервомоторов. В зависимости от габаритов турбины облицовка шахты поставляется из двух половин с вертикальным разъемом и с приваренными нишами сервомоторов

Допуски на монтаж сварной спиральной камеры

Характер отклонения	Место замеров	Обозначение на формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре входного сечения спиральной камеры, *м*				
			2	3	4,5	6	8
Смещение центра входного сечения спиральной камеры относительно центра трубопровода	От центра входного сечения спиральной камеры до центра трубопровода	*C*	12	18	25	30	40
Нарушение формы сечения спиральной камеры		0,01 размера в данном сечении					

либо отдельными элементами, свариваемыми на месте установки. В обоих случаях облицовка может собираться полностью на монтажной площадке и устанавливаться на верхний фланец статора или собираться непосредственно на статоре. Сварка облицовки должна производиться плотным швом во избежание протечек воды в шахту турбины. Для этой же цели рекомендуется после выверки и закрепления облицовки приварить сплошным швом нижний фланец ее к статору.

При выверке облицовки шахты турбины основное внимание должно быть уделено правильности положения фланцев ниш сервомоторов. В процессе придания облицовке шахты турбины цилиндричности и со-

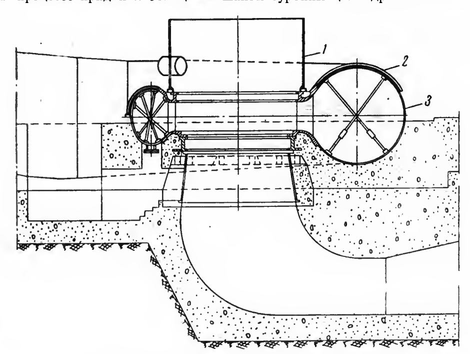


Рис. 8-10. Окончание монтажа закладных деталей турбины.
1 — облицовка шахты турбины; *2* — изоляционная прокладка; *3* — спиральная камера.

осности вертикальной оси агрегата необходимо одновременно обеспечить проектную высоту фланцев ниш сервомоторов, их вертикальность, параллельность оси *Y* агрегата и расстояния фланцев от осей *X* и *Y* (рис. 8-7). Отметка осей фланцев сервомоторов проверяется нивелированием их или замером штихмассом расстояния от плоскости верхнего фланца статора до осей фланцев сервомоторов. Отклонение плоскости

фланцев от вертикали определяется рамочным уровнем или отвесом, а параллельность плоскостей фланцев оси Y — разницей замеров штихмассом расстояний от струны оси до фланцев ниш в точках, указанных в формуляре. Расстояние между фланцами замеряется штихмассом от струны оси X.

Если положение осей сервомоторов получается при проверке выше проектного, то следует срезать автогеном фланец облицовки шахты турбины, обрезать облицовку на необходимую высоту и вновь приварить фланец. Во избежание этой сложной операции необходимо при укрупнительной сборке более тщательно и точно проверять высоту и положение фланцев ниш сервомоторов относительно нижнего фланца облицовки шахты турбины. Цилиндричность облицовки шахты турбины и положение ее относительно оси агрегата проверяются рулеткой. Отклонения положения и формы облицовок не должны превышать приведенных в табл. 8-5.

Установка облицовок шахты турбины и сервомоторов завершает монтаж закладных деталей турбины (рис. 8-10).

Таблица 8-5

Допуски на сборку и установку облицовок шахты турбины и ниш сервомоторов

Характер отклонения	Место замеров	Обозначение на формуляре	Допустимые отклонения, мм, при диаметре рабочего колеса, м				
			2	3	5	7,2	9,3
Облицовки ниш сервомоторов:							
Отклонение от проектной высотной отметки	От осей сервомоторов до фланца для крышки турбины (на статоре, верхнем кольце направляющего аппарата)	▽1	1,0	1,5	2,0	2,0	2,5
Отклонения от вертикали фланцев ниш сервомоторов	От отвеса до верхней и нижней кромок фланца	$a_{1,3}$	0,3	0,5	0,8	1,0	1,0
Непараллельность фланцев ниш сервомоторов оси Y агрегата	От оси Y до правой и левой кромок фланца	$a_{2,4}$	1,0	1,0	1,5	2,0	2,0
Отклонения в расстояниях ниш сервомоторов от осей X и Y	От оси Y до опорных фланцев сервомоторов	a	3,0	5,0	7,0	8,0	10,0
	От оси X до осей сервомоторов	$б$	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Облицовка шахты турбины:							
Нецилиндричность	По диаметру	R	10,0	15,0	20,0	30,0	40,0
Смещение оси облицовки относительно вертикальной оси агрегата	По оси облицовки до оси агрегата		8,0	12,0	15,0	20,0	25,0

8-3. ДЕТАЛИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ВЫСОКОНАПОРНЫХ РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

Проточная часть высоконапорных радиально-осевых гидротурбин особенно быстро изнашивается вследствие совместного действия кавитации и взвешенных наносов. В связи с этим необходимо часто производить ревизии, ремонты и даже замену деталей проточной части, в том числе и рабочих колес. Для удобства и сокращения сроков ремонтов в большинстве конструкций высоконапорных гидротурбин предусматривается возможность замены рабочих колес без сложных и длительных работ по разборке и монтажу турбины и генератора. Это обеспечивается путем разборки и снятия небетонируемых деталей проточной части, после чего рабочее колесо опускается вниз для ремонта или замены.

В турбинах, где меньше опасность разрушений от кавитации и наносов, детали проточной части могут бетонироваться. В таких случаях эти детали по конструкции, изготовлению и монтажу аналогичны деталям проточной части средненапорных турбин. Отличие заключается в применении литых стальных спиральных камер, бетонируемых полностью либо до средней плоскости. Поэтому ниже рассматривается процесс монтажа небетонируемых деталей проточной части высоконапорной гидротурбины (рис. 8-11).

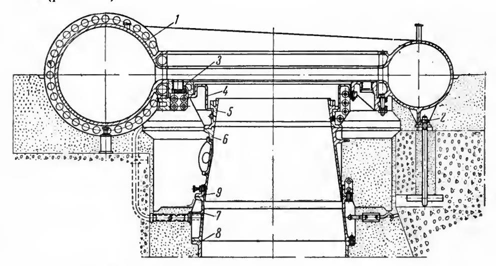


Рис. 8-11. Детали проточной части высоконапорной радиально-осевой гидротурбины.
1 — спиральная камера; *2* — фундаментный болт; *3* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *4* — поддон; *5* — неподвижное лабиринтное кольцо; *6* — конус отсасывающей трубы; *7* — переходный патрубок; *8* — колено отсасывающей трубы; *9* — зажимный фланец.

В состав нижнего узла проточной части этой турбины входят: спиральная камера стальная литая, нижнее кольцо направляющего аппарата, поддон турбины с неподвижным кольцом лабиринтного уплотнения и отсасывающая труба, состоящая из конуса, патрубка и колена.

Монтаж нижнего узла проточной части турбины, как правило, производится штрабным способом в нижеприведенной последовательности:

установка и бетонирование колена отсасывающей трубы;

установка патрубка отсасывающей трубы;

сборка, установка и бетонирование спиральной камеры;

сборка и опускание конуса отсасывающей трубы;

сборка и установка на место нижнего кольца направляющего аппарата с поддоном и лабиринтным кольцом;

установка в проектное положение конуса отсасывающей трубы.

Если бетонный блок агрегата выведен до отметки низа спиральной камеры, то вначале может быть установлена на место спиральная камера, затем отсасывающая труба и другие детали проточного тракта.

Облицовка отсасывающей трубы в данном случае выполнена стальной литой и состоит из облицовки колена, патрубка, конуса и зажимного фланца. Однако применяются также и сварные облицовки. Монтаж этого узла начинается установкой в проектное положение колена отсасывающей трубы совместно с патрубком. При выверке колено устанавливается по высоте и оси отсасывающей трубы, а верхний фланец патрубка проверяется относительно оси агрегата по высотному положению и горизонтальности. По окончании выверки колено и патрубок закрепляются растяжками в штрабе и производится их бетонирование.

Конус облицовки, отлитый без разъема, очищается, опускается в патрубок и своим фланцем устанавливается на фланец патрубка. В дальнейшем, после окончания монтажа всего нижнего узла проточной части, конус подтягивается вверх и закрепляется к поддону. Нижний конец конуса наружной обработанной поверхностью входит во внутреннюю расточку патрубка с минимальным зазором. Затем устанавливается зажимный фланец, соединяется по разъему с установкой резиновой прокладки в стыке с конусом и закрепляется на патрубке. Таким образом, нижний конец конуса плотно зажимается в патрубке. В процессе демонтажа при ремонтах зажимный фланец снимается и конус облицовки опускается вниз, что позволяет демонтировать, опуская вниз остальные нижние детали проточной части и рабочего колеса.

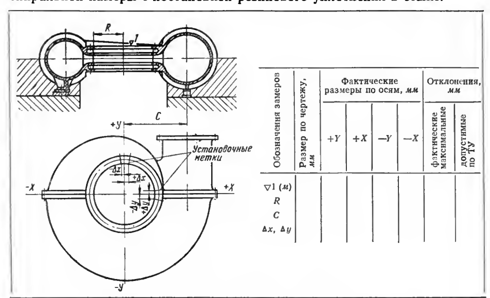
Спиральная камера. Литые спиральные камеры высоконапорных радиально-осевых гидротурбин изготовляются в зависимости от габаритов из двух или четырех частей и полностью обрабатываются на заводе. В процессе контрольной сборки на заводе-изготовителе спиральная камера должна быть подвергнута гидравлическому испытанию давлением не менее давления, возникающего в спиральной камере при сбросе нагрузки. Поэтому при монтаже гидравлические испытания спиральной камеры не производятся.

Спиральная камера может монтироваться в полностью собранном виде, если подгенераторный массив еще не возведен и имеются подъемно-транспортные средства достаточной грузоподъемности, или отдельными элементами со сборкой их на месте установки. Если спиральная камера состоит из четырех частей, то вначале ее собирают в две полуспирали, а затем уже полуспирали соединяют между собой. Учитывая особую важность придания стыкам спиральной камеры полной водонепроницаемости, целесообразно сборку полуспиралей производить в вертикальном положении, так как при этом обеспечивается надежная укладка в специальную канавку уплотняющего резинового шнура и, кроме того, удобно затягивать соединительные болты. В вертикальное положение полуспирали устанавливаются кантовкой на 90°. Вначале надежно устанавливается на подкладках и раскрепляется подпорами полуспираль с напорным патрубком, который должен быть направлен вниз. Затем на нее ставится вторая полуспираль и производится соединение стыка перекрестным затягиванием болтов. По окончании сборки спиральная камера кантуется в горизонтальное положение и устанавливается на место.

Установленная спиральная камера с помощью клиновых подкладок и монтажных домкратов выверяется по патрубку отсасывающей трубы, если он установлен, либо по положению, заданному проектом. При этом проверяются положение камеры по верхнему фланцу ее относительно оси агрегата (по заводским меткам), высотное положение, горизонтальность, цилиндричность расточек верхнего и нижнего фланцев и положение оси входного патрубка камеры относительно оси Y агрегата. После выверки устанавливаются и бетонируются фундаментные болты, крепящие камеру к фундаменту. По окончании выдержки бетона фундаментные болты затягиваются и окончательно проверяются положение камеры и форма ее фланцев. Допускаемые отклонения не должны превышать приведенных в табл. 8-3. Полученные замеры вносятся в монтажный формуляр (рис. 8-12), после чего спиральная камера может быть сдана под бетонирование, если патрубок и колено отсасывающей трубы уже установлены. Если отсасывающая труба к этому времени не установлена, то бетонирование спиральной камеры лучше производить одновременно с бетонированием отсасывающей трубы.

Нижнее кольцо направляющего аппарата и поддон выполняются разъемными из двух половин. Для удобства сборки этих деталей внизу на уровне опущенного в патрубок конуса отсасывающей трубы соору-

жается настил. Вначале собирается нижнее кольцо направляющего аппарата и выверяется его цилиндричность с помощью распоров. Собранное нижнее кольцо поднимается кверху и присоединяется к нижнему фланцу спиральной камеры с постановкой резинового уплотнения в стыке.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*				Отклонения, *мм*	
		$+Y$	$+X$	$-Y$	$-X$	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇1 (*м*)							
R							
C							
Δx, Δy							

Рис. 8-12. Формуляр установки литой спиральной камеры.

После этого собирается поддон, выверяется цилиндричность его и затем поддон также поднимается кверху и присоединяется к фланцу нижнего кольца направляющего аппарата с резиновым уплотнением стыка. Лабиринтное кольцо лучше установить внизу при сборке поддона.

Все стыки элементов деталей при сборке уплотняются свинцовым суриком. Окончательное закрепление и фиксация контрольными шпильками нижнего кольца направляющего аппарата и поддона, а также установка и закрепление конуса облицовки производятся после установки и выверки всех рабочих механизмов турбины, проверки зазоров в лабиринтных уплотнениях и центровки вала гидроагрегата.

8-4. ЗАКЛАДНЫЕ ДЕТАЛИ ПОВОРОТНОЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН

В состав закладных деталей поворотнолопастных гидротурбин входят: облицовка конуса отсасывающей трубы, статор, камера рабочего колеса, нижнее кольцо направляющего аппарата, облицовки спиральной камеры, верхнее кольцо направляющего аппарата (не во всех конструкциях) и облицовки шахты турбины и ниш сервомоторов.

Технология и способы монтажа металлических облицовок аналогичны технологии и способу монтажа таких же деталей радиально-осевых турбин. Дополнительные указания по монтажу облицовки конуса отсасывающей трубы приводятся ниже.

Соединение облицовки конуса с камерой рабочего колеса осуществляется сопрягающим поясом, который приваривается к камере. Подгонку и приварку сопрягающего пояса следует производить после установки и выверки всего нижнего узла закладных деталей, так как в процессе выверки камера рабочего колеса может перемещаться по высоте. Если возникнет необходимость сдать камеру рабочего колеса под бетонирование до установки нижнего кольца направляющего аппарата, то необходимо верхний фланец камеры поставить по отметке, соответствующей замеренной в натуре высоте нижнего кольца, и затем соединить облицовку конуса с камерой рабочего колеса.

Отклонения при сборке и установке металлических облицовок поворотнолопастных турбин допускаются те же, что и при монтаже облицовок радиально-осевых турбин.

Статор турбины. Монтаж кольцевых статоров производят до установки камеры рабочего колеса, что дает возможность строителям раньше начать возведение подгенераторного блока. Технология монтажа их аналогична рассмотренной выше технологии монтажа статоров радиально-осевых турбин. Установка такого статора отдельными элементами (сегментами) производится в приведенном ниже порядке (рис. 8-13).

После подготовки для монтажа статора *1* фундаментных опор в штрабы закладываются фундаментные болты *2* и устанавливаются

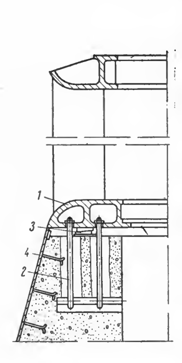


Рис. 8-13. Схема установки кольцевого статора.

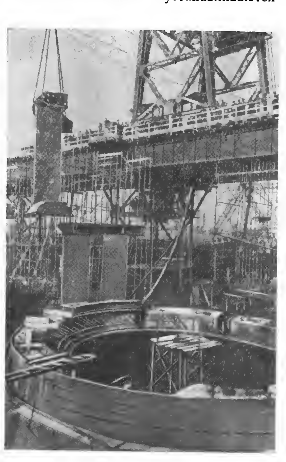
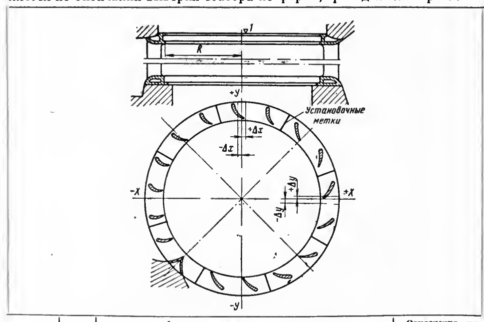


Рис. 8-14. Монтаж кольцевого статора поворотнолопастной турбины отдельными элементами.

металлические пластины с парными клиньями *3*. При этом опорные плоскости верхних клиньев должны быть на 2—3 *мм* ниже проектной отметки. Клинья устанавливаются рядом с фундаментными болтами по два комплекта на каждую опорную площадку. Затем на место устанавливается первый сегмент статора, затягивается фундаментными болтами либо надежно крепится растяжками к арматурным конструкциям и проверяется по вертикальности, горизонтальности и положению относительно оси агрегата. Последующие сегменты устанавливаются и проверяются таким же образом (рис. 8-14).

По окончании выверки статора производится контрольная подбивка клиньев, после чего полностью затягиваются фундаментные болты. Бетонируется статор вместе с нижней облицовкой 4 спирали (рис. 8-13) и другими деталями нижнего узла закладных деталей. Допуски на сборку и установку статора даны в табл. 8-6. Монтажный формуляр составляется по окончании выверки статора по форме, приведенной на рис. 8-15.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм								Отклонения, мм	
		+Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇1 (м)											
R											
±Δy	—	—	—		—	—	—		—		
±Δx	—		—	—	—		—	—	—		

Рис. 8-15. Формуляр установки кольцевого статора поворотнолопастной турбины.

Таблица 8-6

Допуски на установку статора, камеры рабочего колеса и нижнего кольца направляющего аппарата поворотнолопастной турбины

Характер отклонения	Место замеров	Обозначения на формуляре	Допустимые отклонения, мм, при диаметре рабочего колеса гидротурбины, м			
			3,0	5,0	7,2	9,3
Смещение осевых меток на деталях относительно осей агрегата	От отвесов с осей X и Y до соответствующих осевых меток на устанавливаемой детали	Δx и Δy	2	3	5	7
Отклонение от проектной высотной отметки	Обработанная плоскость верхнего фланца	∇1	2	2,5	3	4
Негоризонтальность	То же	—	0,4	0,5	0,6	0,7
Нецилиндричность	От центральной оси до внутренней расточки детали в местах, заданных формуляром	R	0,8	1,0	1,2	1,5

Статоры поворотнолопастных турбин с отъемными колоннами в настоящее время выполняются преимущественно в виде конструкции из отдельно установленных опорных колонн, соединенных сверху кольцом, которое является одновременно и верхним кольцом направляющего аппарата. Монтаж таких статоров целесообразнее производить после установки камеры рабочего колеса и нижнего кольца направляющего аппарат, так как при этом удобнее монтировать верхнее кольцо статора, используя нижнее кольцо направляющего аппарата как базу для опирания и выверки сегментов верхнего кольца, а также для выверки собранного статора. Схема установки статора с отъемными колоннами приведена на рис. 8-16.

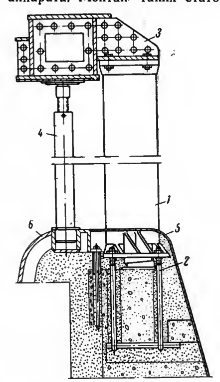


Рис. 8-16. Схема установки статора с отъемными колоннами.

1 — колонна; *2* — фундаментный болт; *3* — верхнее кольцо статора; *4* — монтажная колонна; *5* — облицовка нижнего конуса спирали; *6* — нижнее кольцо направляющего аппарата.

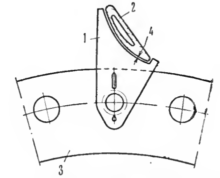


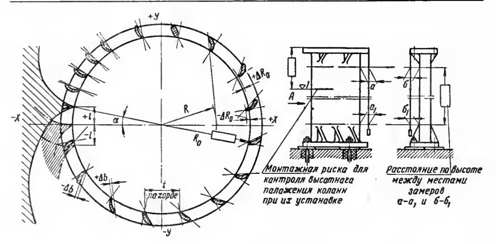
Рис. 8-17. Проверка положения опорной колонны статора по шаблону.

1 — шаблон; *2* — колонна; *3* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *4* — зазор между профилями колонн и шаблоном.

Установка опорных колонн на фундаменте производится на металлических подкладках с парными клиньями и закреплением колонн фундаментными болтами, так же как и кольцевых статоров. Для определения и разметки положения в плане каждой колонны на верхнем фланце нижнего кольца направляющего аппарата сооружается чистый деревянный настил, на поверхности которого и производится разметка положения колонн. На настиле согласно чертежу наносятся окружности и касательные к ним, определяющие направление каждой группы колонн. Положение колонны в плане определяется заданными радиусом расположения носков колонн и шагом между ними. Выверка положения колонн может производиться и без настила по специальному шаблону для каждой группы одинаково направленных колонн (рис. 8-17). Шаблон при этом устанавливается на нижнее кольцо направляющего аппарата и фиксируется на нем согласно меткам, нанесенным при заводской контрольной сборке.

До установки опорных колонн на вертикальной поверхности их наносят риски, равноудаленные от верхней плоскости колонны и служащие для выверки высотного положения колонн.

Установленные по разметке или шаблону колонны закрепляются фундаментными болтами. Проверку вертикальности колонн выполняют с помощью отвеса, замеряя от струны отклонения у носка и боковой поверхности колонны, как показано на монтажном формуляре (рис. 8-18).



Обозначения замеров	Фактические установочные размеры колонн (NN), мм																		Отклонения	
	1	2а	2	3а	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇ l (м)																				
a																				
a_1																			$a-a_1=$	
б																				
$б_1$																			$б-б_1=$	
$\pm\Delta b$																				
$\pm\Delta R_0$																				
R (по чертежу)																				

Обозначения замеров		Расстояние между колоннами (NN), мм																		Отклонения	
		1—2а	2а—2	2—3а	3а—3	3—4	4—5	5—6	6—7	7—8	8—9	9—10	10—11	11—12	12—13	13—14	14—15	15—16	16—1	фактические максимальные	допустимые по ТУ
t	по чертежу																				
	фактическое																				
	$\pm\Delta t$																				

Рис. 8-18. Формуляр установки опорных колонн статора.

Высотное положение колонн проверяется нивелиром по риске, нанесенной на колоннах. Отклонения фактического положения колонн от проектного установлены допусками, приведенными в табл. 8-7. Окончательная проверка положения колонн производится при полностью затянутых фундаментных болтах, и данные этой проверки заносятся в монтажный формуляр. По окончании выверки колонн фундаментные болты могут быть забетонированы.

Для опирания и выверки сегментов верхнего кольца статора при их установке применяются монтажные колонны, регулируемые по высоте (см. рис. 8-16), фиксируемые в гнезде подшипника на нижнем

кольце направляющего аппарата. Под каждый сегмеит устанавливается по трн колоины — по одной у стыков н одна в серединe.

Таблица 8-7

Допуски на установку опорных колонн статора

Проверяемое положение	Место замеров	Обозначения на формуляре	Допустимые отклонения, *мм* при диаметре рабочего колеса гидротурбины, *м*			
			3	5	7,2	9,3
Положение колоины в плане	От касательной к разметочной окружности до кромки колоины	Δb	4	5	6	8
	От установочной окружности до кромки колоины	R_0	6	10	15	20
Шаг на установочной окружности	На хорде установочной окружиости	t	8	10	12	5
Вертикальность (наклон)	По боковой стороне и кромке	*а* и *б*	4	6	8	10
Положение по высоте	На верхней опорной плоскости колоины		8	10	12	15

Высотиое положение собраниого верхнего кольца проверяется замерами штихмассом в восьми точках расстояния от верхней плоскости иижиего кольца направляющего аппарата до нижией плоскости верхиего кольца. Этот размер должен обязательио соответствовать фактической высоте направляющих лопаток и сумме верхиего и нижиего торцевых зазоров направляющего аппарата. В зазорах должеи учитываться прогиб верхиего кольца иаправляющего аппарата от осевого усилия. Горизоитальность верхиего кольца проверяется нивелированием его верхиего флаица.

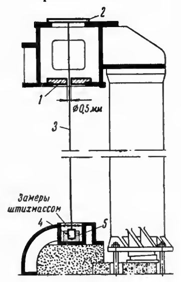
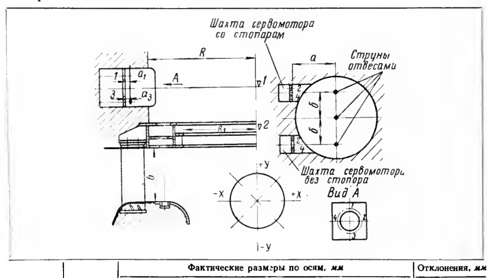


Рис. 8-19. Центровка верхнего кольца статора.

Центровка верхнего кольца статора относительно ннжиего кольца иаправляющего аппарата может быть произведена с помощью специального приспособлеиия (рис. 8-19), состоящего нз калиброваииого диска *1*, верхнего днска *2*, струны *3*, груза *4* и сосуда с маслом *5*. Такие прнспособлеиия устаиавлнваются в восемь гнезд подшипников направляющих лопаток в верхнем кольце. Произведя замеры от струиы до стеиок гиезда нижиего подшипника по двум диаметральио противоположиым направлеииям, определяют иесоосиость гиезд подшипииков, а следовательно, н колец направляющего аппарата. Иногда предварнтельио устанавливают шесть — восемь направляющих лопаток с подшнпииками н выверяют верхнее кольцо статора до тех пор, пока все установлеииые лопатки не будут достаточно легко поворачиваться от руки с помощью специальиого рычага. Центровка верхиего кольца может быть осуществлена также с помощью специальной калнброванной штаигн. Для этого устаиавливают времеино шесть — восемь диаметрально расположеиных верхинх и иижннх подшипииков лопаток, иижний конец штанги прн этом должен легко входить н вращаться в обоих подшнпннках. Перемещення верхнего кольца прн выверке осуществляются аналогично перемещениям кольцевого статора. Результаты вы-

верки верхнего кольца облицовок вносятся в формуляр установки верхнего узла закладных деталей (рис. 8-20). По окончании выверки статора производится монтаж облицовок шахты турбины и шахт сервомоторов.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		$+Y$	$+Y+X$	$+X$	$+X-Y$	$-Y$	$-Y-X$	$-X$	$-X+Y$	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇ 2 (*м*)											
R											
R_1											
b											

Обозначения замеров	Положение и размеры шахт сервомоторов							
	Сервомотор со статором				Сервомотор без статора			
	Размеры, *мм*		Отклонения, *мм*		Размеры, *мм*		Отклонения, *мм*	
	по чертежу	фактические	фактические	допустимые по ТУ	по чертежу	фактические	фактические	допустимые по ТУ
∇ 1 (*м*)								
a_1			a_1-a_3				a_1-a_3	
a_2								
a_3			a_2-a_4				a_2-a_4	
a_4								
δ								

Рис. 8-20. Формуляр установки верхнего узла закладных деталей поворотнолопастных турбин.

Облицовки спиральной камеры. Бетонные спиральные камеры поворотнолопастных турбин на участках сопряжения со статором, в местах наибольших скоростей воды, снизу и сверху облицовываются металлическими листами, предохраняющими бетон от разрушения.

Нижняя облицовка конуса спирали (см. рис. 8-16) поставляется в виде отдельных штампованных листов. Монтаж нижней облицовки может производиться после установки колонн статора и нижнего кольца направляющего аппарата или кольцевого статора. Подгонка листов к колоннам выполняется с помощью предварительно изготовленных для каждой колонны фанерных шаблонов, по которым и вырезается авто-

геиом отверстне под колоиму в листе облицовкн. Одновремеиио лнсг подгоняется н по ннжнему кольцу направляющего аппарата. Остальиые листы подгоняются по установлениым ранее с разделкой кромок под сварку. После прнгонки всех листов к ним привариваются аикериые плаики, облицовка окоичательио крепится к иижиему кольцу нли к фланцу статора и пронзводится сварка стыков листов н приварка облицовкн к колоннам.

По окончаинн монтажа облицовки иижнего конуса спиралн нижний узел закладиых деталей сдается под бетонированне. Для заполиеиия бетоиом простраиства под облицовкой в верхиих листах ее предусматриваются отверстня достаточного размера, которые после бетоиирования завариваются заглушками.

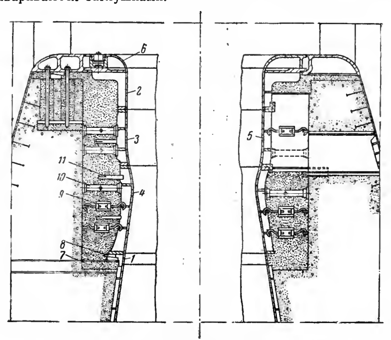


Рис. 8-21. Установка камеры рабочего колеса.

1 — сопрягающнй пояс; *2* — первый пояс камеры (опорное кольцо); *3* — второй поис камеры; *4* — третнй пояс камеры; *5* — съемный люк; *6* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *7* — опорная балка; *8* — клинья; *9* — растяжка; *10* — распорный домкрат; *11* — анкерная планка.

Верхняя облнцовка спнралн прнсоедииняется к верхнему кольцу статора, н монтаж ее осуществляется способамн, аналогнчнымн способам монтажа ннжней облнцовки спиральиой камеры. По окончаннн монтажа верхней облнцовкн спнралн н облнцовок шахты турбины н шахт сервомоторов производнтся бетоннроваиие верхнего узла закладных деталей.

Камера рабочего колеса монтнруется обычно в штрабе, оставленной прн возведеннн бетонного основания для статора турбины. При этом в зависнмостн от условнй строительства машнннного здания камера может устанавливаться до нлн после монтажа статора. Возможна установка камеры также н до возведення бетонного основання статора — бесштрабным способом. Однако этот способ монтажа меиее удобен, так как прн ием усложняется н затрудняется придание камере проектной формы.

Блочный монтаж камер рабочего колеса крупных гндротурбин затрудняется из-за недостаточиой жесткостн конструкцнй камер н воз-

можностн зиачнтельных деформацнй прн их подъеме, транспортировке н установке на место, поэтому камеры монтируются обычно отдельными элементами, собираемымн на месте устаиовки (рнс. 8-21).

Для установки камеры н возможиости выверкн высотного и осевого ее положення бетоннруются опорные балки с отметкой верхней поверхностн их иесколько инже проектиой отметки.

Сборку камеры целесообразио осуществлять, ие затягнвая виачале полностью соединеиий элемеитов и поясов, с предварительной центровкой по осн агрегата и выверкой геометрической формы. Окоичательиое же затягнванне соединений н выверку положения и формы камеры следует производнть в полностью собраином внде совместно с инжнним кольцом направляющего аппарата. При сборке камеры необходимо надежно обеспечивать плотность стыков между элементамн и поясамн с целью предотвращеиня протечек воды и размыва бетона.

Перед началом монтажа камеры на опорные балки устаиавливаются с проверкой по нивелиру подкладки и парные клинья на 8—10 *мм* нпже проектиой отметки. При этом рекомендуется провернть высоту элемеитов камеры в иатуре и с учетом фактических размеров, которые могут зиачительио отклоняться от проектных, устаиовить необходимую отметку клииьев с тем, чтобы верхняя поверхиость иижиего кольца направляющего аппарата устаиавливалась иа проектиой отметке. После чего устанавливаются, выверяются и соеднияются между собою элемеиты иижиего пояса камеры. Предварнтельная цеитровка собраииого пояса и проверка цилиндричности его прнизводятся замерами металлической калиброваиной рулеткой расстояння от осевой струиы. Горизоитальиость пояса проверяется по уровню. По окончании предварнтельной выверки инжнего пояса в таком же порядке монтируются последующие пояса н нижнее кольцо направляющего аппарата, по которому и производится окончательиая выверка камеры. Если нижнее кольцо не бетоннруется, то выверка камеры выполияется по опориому кольцу, на которое устанавливается иижнее кольцо иаправляющего аппарата. В такнх конструкцнях опорное кольцо является верхией частью камеры.

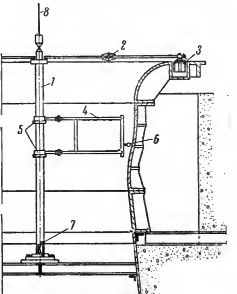


Рис. 8-22. Проверка цилиндричности камеры рабочего колеса.

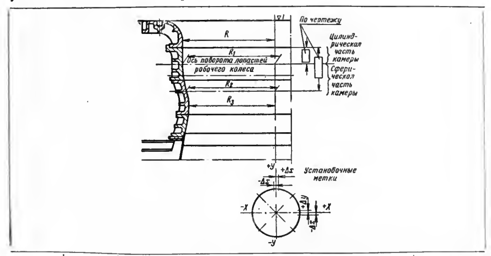
1 — трубчатая штанга; *2* — растяжка; *3* — втулка; *4* — консоль; *5* — хомутик; *6* — индикатор; *7* — отвес; *8* — осевой отвес.

При выверке положеиия иижиего кольца иаправляющего аппарата в плане заводскне метки иа верхией плоскости его по осям X и Y совмещаются с соответствующими осямн агрегата. Выверка высотиого положеиия и горизоитальиости производится иивелированием верхней плоскости кольца. Для выверки соосиости нижиего кольца иаправляющего аппарата оси агрегата иа верхией плоскости кольца на заводе протачнвается рнска, проходящая через осн отверстнй под иижние цапфы иаправляющих лопаток, по которой и проверяется соосиость кольца замерамн расстояннй от осевой струиы до риски.

Проверку цилиидричиости иижиего кольца н камеры удобиее осуществлять с помощью специальиого приспособления, одиа из конструк-

ций которого показана на рнс. 8-22. Проверка осуществляется в трех сечениях по высоте и не менее чем в восьми точках каждого сечення.

По окончании выверкн производится полное затягиванне всех болтовых соединений элементов камеры и нижнего кольца направляющего аппарата, электроприхватка резьбовых соедннений н креплений растяжек и домкратов и последующая контрольная проверка центровки. Результаты выверки нижнего кольца н камеры рабочего колеса вносятся в формуляр, прнведенный на рнс. 8-23, а затем установленные узлы сдаются под бетонированне.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм								Отклонения, мм	
		+Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇ 1 (м)											
R											
R_1											
R_2											
R_3											
$\pm\Delta x$											
$\pm\Delta y$											

Рнс. 8-23. Формуляр установкн камеры рабочего колеса н нижнего кольца направляющего аппарата.

8-5. НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ ГИДРОТУРБИНЫ

Конструктивные, технологические н монтажные различия в деталях направляющих аппаратов радиально-осевых и поворотно-лопастных турбин незначительны. Так, нижнее кольцо направляющего аппарата является частью проточного тракта в обоих тнпах турбнн. В поворотнолопастных турбннах оно бетонируется вместе с камерой рабочего колеса или устанавливается небетонируемым на опорное кольцо, а в раднально-осевых турбинах кольцо не бетонируется и устанавливается обычно на статор турбины. Верхнее кольцо направляющего аппарата поворотнолопастных турбин является отдельной деталью либо совмещено со статором, а в раднально-осевых турбинах оно конструктивно объединено с крышкой турбины. Все остальные детали направляющего аппарата турбин обоих типов различия не нмеют. Монтажные особенности направляющих аппаратов поворотнолопастных н радиально-осевых турбин заключаются только в некотором изменении последо-

вательности установки отдельных деталей. Одно из основных изменений заключается в том, что в радиально-осевых турбинах нижнее кольцо направляющего аппарата и его лопатки устанавливаются после опускания рабочего колеса на место, а в поворотнолопастных турбинах — до опускания рабочего колеса. Поэтому описание технологии монтажа деталей направляющего аппарата поворотнолопастных и радиально-осевых турбин объединено с выделением некоторых особенностей монтажа каждого из этих типов турбин.

Монтажные операции по направляющему аппарату обычно выполняются в нижеприведенной последовательности:

1) сборка либо установка в собранном виде нижнего кольца направляющего аппарата:

на опорное кольцо в поворотнолопастных турбинах в случае, если оно не бетонируется;

на нижний фланец статора в радиально-осевых турбинах;

2) установка направляющих лопаток в нижнее кольцо направляющего аппарата;

3) установка на статор верхнего кольца направляющего аппарата в поворотнолопастных турбинах (если оно не объединено с верхним кольцом статора) или крышки турбины в радиально-осевых турбинах;

4) монтаж подшипников направляющих лопаток;

5) выверка верхнего кольца направляющего аппарата или крышки турбины по легкости поворота лопаток;

6) окончательная установка подшипников направляющих лопаток;

7) установка крышки турбины (в поворотнолопастных турбинах);

8) монтаж опоры регулирующего кольца и регулирующего кольца;

9) монтаж механизмов поворота направляющих лопаток (рычагов, накладок и серег);

10) выверка, вывешивание и заклинивание направляющих лопаток;

11) установка на место сервомоторов направляющего аппарата;

12) соединение регулирующего кольца тягами с сервомоторами;

13) соединение сервомоторов трубопроводами с маслонапорной установкой и заполнение маслом системы регулирования;

14) регулирование работы направляющего аппарата и создание натяга в его механизмах.

По времени выполнения монтаж деталей направляющего аппарата поворотнолопастных турбин разделяется на два этапа. На первом этапе устанавливаются нижнее и верхнее кольца направляющего аппарата, монтируются и проверяются лопатки с подшипниками и уплотнениями и насаживаются рычаги, после чего монтаж направляющего аппарата прерывается. Второй этап монтажа начинается по окончании установки и центровки вала и крышки турбины. В дальнейшем монтируется регулирующее кольцо с опорой, устанавливаются сервомоторы и производится соединение рычагов лопаток серьгами с регулирующим кольцом и соединение регулирующего кольца с тягами сервомоторов.

В радиально-осевых турбинах монтаж направляющего аппарата может производиться без перерыва. Начинается он также установкой нижнего кольца. Затем устанавливаются направляющие лопатки и опускается на место крышка турбины, совмещенная с верхним кольцом направляющего аппарата. После выверки крышки турбины по направляющим лопаткам монтаж направляющего аппарата заканчивается полностью. Соосность вала турбины оси агрегата в этом случае проверяется по крышке турбины.

До установки направляющих лопаток необходимо проверить их посадочные места в нижнем и верхнем кольцах направляющего аппарата, а также сопрягаемые размеры цапф лопаток и подшипниковых втулок.

Лигнофолевые втулки для компенсации последующего разбухаиия их должны быть утоплены на 2—3 *мм* в нижнее кольцо. Проверяется также фактическая высота каждой направляющей лопатки.

При установке иебетоиируемого иижиего кольца направляющего аппарата проверяется не меиее чем в восьми противолежащих сечениях расстояние от верхней поверхности нижнего кольца до опорной поверхности верхнего фланца статора (рис. 8-24). Эта высота должна быть равна:

$$h = B + a + б + h_1,$$

где B — измереииая в иатуре наибольшая высота лопатки;

a, $б$ — торцевые зазоры в лопатках;

h_1 — измеренная высота от верхней обтекаемой плоскости статора до опориой поверхности его верхнего фланца.

Если полученная высота меньше необходимой, то под крышку турбииы или верхиее кольцо иаправляющего аппарата следует подложить прокладку иужиой толщииы из парусины, смазанной свиицовым суриком. В случае большей высоты под нижиее кольцо надо подложить соответствующие металлические прокладки. Такие же проверки производятся при установке верхнего кольца направляющего аппарата или статора, когда иижиее кольцо направляющего аппарата забетоировано.

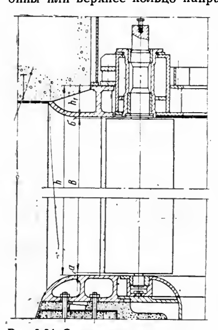


Рис. 8-24. Схема проверки высоты направляющего аппарата.

Устаиовка иаправляющих лопаток в гнезда иижнего кольца в радиальио-осевых турбииах и в поворотиолопастиых турбинах с отъемиым верхиим кольцом направляющего аппарата производится сверху. В поворотнолопастиых турбинах с устаиовлениым верхним кольцом иаправляющего аппарата лопатки ставятся также сверху, если в верхием кольце есть соответствующие отверстия, или заводятся снизу при их отсутствии. По окончаиии устаиовки всех иаправляющих лопаток опускается иа место крышка турбииы или верхиее кольцо иаправляющего аппарата и производится их центровка по легкости вращения направляющих лопаток от руки с помощью специальиого ключа. Для этого крышка турбииы или верхнее кольцо иаправляющего аппарата устанавливается на лопатки с шестью — восемью закреплеиными подшипииками.

По окончании проверки крышки турбины или верхнего кольца по оси агрегата и легкости вращения лопаток на место устанавливаются все подшипники направляющих лопаток с уплотнениями и подводятся трубки для смазки подшипииков и для отвода воды, просачивающейся через уплотнеиия. Затем устаиавливаются рычаги лопаток с помощью приспособлеиия (рис. 8-25) и производятся подвешиваие на рычагах и выверка торцевых зазоров между лопатками и нижним кольцом иаправляющего аппарата и крышкой турбииы или верхиим кольцом. Подвешивание лопаток и регулироваиие зазоров осуществляются с помощью болтов, опирающихся головкой на крышку рычага. При этом

верхний зазор должен быть немного меньше нижнего с учетом некоторого прогиба крышки турбины под нагрузкой и возможного износа опорных поверхностей рычагов. После вывешивания лопаток рычаги закрепляются на цапфах лопаток разъемными шпонками, устанавливаемыми перпендикулярно образующей цапфы. Вертикальные плоскости между соприкасающимися лопатками должны быть проверены и при необходимости подогнаны так, чтобы зазор между ними в лопатках с резиновыми уплотнениями был равномерным и обеспечивал зажатие резины, а в лопатках с металлическим уплотнением — отсутствовал. После этого в поворотнолопастных турбинах монтаж направляющего аппарата прекращается до установки рабочего колеса и крышки турбин, а в радиально-осевых продолжается дальше.

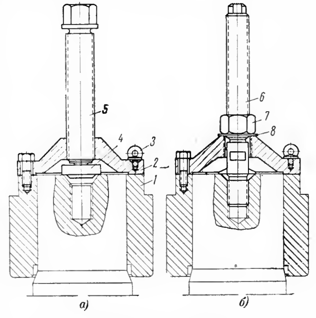


Рис. 8-25. Приспособление для насадки и съема рычагов направляющих лопаток.

а — насадка рычагов; *б* — съем рычагов; *1* — рычаг; *2* — корпус; *3* — рым-болт; *4* — подкладка; *5* — винт; *6* — шпилька; *7* — гайка; *8* — шайба.

Опора регулирующего кольца устанавливается на крышке турбины на монтажной площадке или в шахте агрегата, выверяется по осям агрегата в соответствии с заводскими метками и закрепляется болтами. Перед установкой регулирующего кольца на место ванна опоры заполняется густой смазкой. Установленное регулирующее кольцо проверяется по высотному положению проушин, которое должно соответствовать высотному положению штоков сервомоторов. С помощью талей или вручную проверяется также легкость поворота кольца в пределах его хода.

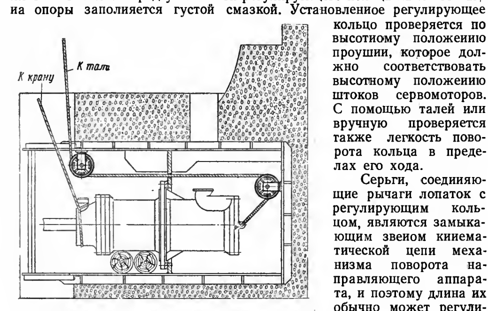


Рис. 8-26. Установка сервомотора на место.

Серьги, соединяющие рычаги лопаток с регулирующим кольцом, являются замыкающим звеном кинематической цепи механизма поворота направляющего аппарата, и поэтому длина их обычно может регулироваться при установ-

Между лопатками №	Зазоры между лопатками по вертикали					
	a_1 (по металлу) в сечениях			a_2 (по резине) в сечениях		
	1—1	2—2	3—3	1—1	2—2	3—3
1—2						
2—3						
...						
...						
31—32						
32—1						

Ориентировка лопаток по осям X, Y	№ лопаток	Торцевые зазоры							
		по металлу				по резиновому уплотнению			
		$б_1$	$б_2$	$в_1$	$в_2$	$г_1$	$е_2$	$д_1$	$д_2$
	1								
	2								
	...								
	...								
	31								
	32								

Размер	б	в
По чертежу		
Фактический средний зазор		
Отклонение среднего зазора		
Допустимые отклонения по ТУ		

Рис. 8-27. Формуляр зазоров в направляющем аппарате.

ке с помощью резьбы разного направлеиия в головках серег. Перед устаиовкой серег все лопаткн должны быть закрыты н по возможности стянуты по перифернн тросом или хомутом. Регулнрующее кольцо также устаиавливается иа закрытие и в этом положеиии времеино закрепляется, после чего пронзводится устаиовка серег на рычагн н проушины регулирующего кольца н закреплеиие нх без постаиовки срезиых болтов. Затем последовательио устаиавливаются на всех серьгах срезные болты с регулировкой длииы серег.

Сервомоторы направляющего аппарата перед установкой следует тщательно очнстить, осмотреть н проверить, а прн необходимостн и разобрать. При установке сервомоторы, располагаемые как в специальных шахтах, так н на крышке турбииы, должны быть выверены по положеиию нх осей в плане и по высоте в соответствии с положеннем проушнн регулнрующего кольца. Способ монтажа сервомотора в шахте показан иа рис. 8-26. Соединение штока сервомотора с проушнной регулирующего кольца осуществляется специальной гайкой, нмеющей на коицах резьбу разного направлеиня, что дает возможность регулнровать длнну штока сервомотора.

Постаиовка резиновых уплотнений в тело лопаткн, а также в нижнее кольцо направляющего аппарата н в крышку турбины (верхнее кольцо направляющего аппарата) пронзводится с помощью специального уст-

Таблица 8-8

Допустимые местные зазоры между смежными лопатками направляющего аппарата без резиновых уплотнений

Высота лопатки, *мм*	500	1 000	1 500	2 000	3 000	4 000
Величииа зазора, *мм* (не более) . . .	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30

Примечание. Зазоры замеряются в закрытом положении направляющего аппарата и при снятом с сервомоторов давлении; общая длина всех местных зазоров между каждой парой лопаток не должна превышать 20% высоты лопатки.

ройства при полиостью открытом направляющем аппарате, после чего проверяются действие кинематической цепи иаправляющего аппарата, величины открытия направляющих лопаток и зазоров между ними.

Проверка действия иаправляющего аппарата производится после подачи в сервомоторы масла под давлеиием. При этом проверяются состояиие и работа всех деталей направляющего аппарата, легкость хода его, а также давлеиие масла, обеспечивающее открытие и закрытие направляющих лопаток. Затем киематической цепи направляющего аппарата придается иатяг, погашающий зазоры в соединеииях отдельиых деталей и создающий упругую деформацию всей цепи, обеспечивая этим плотное закрытие иаправляющего аппарата и мииимальиые протечки воды через иего. Величииа иатяга задается заводом-изготовителем и обычио иаходится в пределах 4—8 *мм.* Для создания иатяга направляющий аппарат закрывается и снимается давлеиие с сервомоторов, а затем длииа штоков, с помощью гайки иа головке их, измеияется на задаииую величииу иатяга.

В иаправляющих аппаратах с резииовыми уплотиениями подгоика лопаток и натяг должны обеспечивать плотиое и равиомериое обжатие резины при сервомоторе, иаходящемся иа статоре, а величина зазоров между металлическими поверхностями смежных лопаток должна находиться в пределах 0,5—0,8 *мм.* Вертикальиые зазоры между смежиыми лопатками без резииовых уплотиеиий допускаются только местиые ие превышающие величии, приведенных в табл. 8-8. Фактическая величииа торцевого зазора между металлической поверхиостью лопатки и иижним кольцом направляющего аппарата или крышки турбины определяется как средиее арифметическое соответствующих зазоров, замереиных по каждой лопатке. Формуляр замера зазоров в направляющем аппарате приведен иа рис. 8-27.

Полиое открытие иаправляющего аппарата должно соответствовать проектному с допустимыми отклоиениями в пределах ±5%. Величииа открытия определяется как среднее арифметическое замеров открытий, произведенных в трех плоскостях по высоте между четырьмя парами лопаток, расположениыми по взаимио перпендикуляриым осям агрегата. В процессе предпусковых испытаиий проверяются также зависимость открытия иаправляющего аппарата от хода поршня сервомотора, а для поворотиолопастиых турбии, кроме того, зависимости разворота лопастей от открытия направляющего аппарата и от хода поршия сервомотора рабочего колеса.

По окончаиии всех проверок иаправляющего аппарата положеиие нижиего кольца, крышки турбииы и сервомоторов фиксируется контрольиыми штифтами. Кинематическая связь механизма поворота иаправляющего аппарата фиксируется рисками или кериами, иаиосимыми на штоке сервомотора, регулирующей гайке и головке штока.

8-6. РАБОЧИЕ КОЛЕСА РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

Рабочие колеса крупиых радиальио-осевых турбии больших весов и габаритов, изготовляемых разъемиыми, обычно иа заводе полиостью не собираются и поставляются в виде отдельных элементов. Технология сборки таких рабочих колес иа моитаже представляет значительные трудиости, и выполнение сборочных работ заиимает миого времеии (порядка 25—30 дней и даже более). Поэтому сборка разъемных рабочих колес должна начинаться зараиее, с тем чтобы к момеиту окончания моитажа направляющего аппарата и выхода основиого эксплуатациониого крана иа блок моитируемого агрегата можио было сразу опускать рабочее колесо иа место и развертывать работы по дальнейшему монтажу гидроагрегата.

Неразъемные рабочие колеса, изготовляемые цельнолитыми или сварными, поставляются полностью собранными с насаженными и закрепленными кольцами лабиринтных уплотнений. В рабочих колесах больших габаритов лабиринтные кольца могут поступать отдельно и насаживаться на месте установки. Статическая балансировка неразъемных рабочих колес производится на заводе. Сборка таких колес заключается в установке на место обтекателя и колец лабиринтных уплотнений, а также в соединении колеса с валом турбины. Технология этих операций достаточно проста и аналогична технологии рассматриваемых ниже операций при сборке и установке разъемных рабочих колес.

Сборка разъемных колес. Разъемные рабочие колеса могут состоять из двух или трех частей, соединяемых между собой по верхнему ободу болтами, а по нижнему ободу — бандажом, устанавливаемым в нагретом состоянии с натягом или электросваркой. Если бандаж нижнего обода по транспортным условиям не может быть доставлен на место установки в целом виде и необходимо сваривать его из отдельных частей на монтаже, то целесообразно просто сваривать нижний обод, так как условия и технология сварки бандажа не проще, чем сварки обода. В последних отечественных конструкциях крупных рабочих колес соединение нижнего обода при монтаже осуществляется электросваркой.

Сборка разъемного колеса производится на специальных монтажных тумбах. Опорная поверхность всех тумб должна находиться в одной горизонтальной плоскости, что проверяется нивелированием и обеспечивается соответствующими подкладками. Высота монтажных тумб должна быть порядка 700—800 *мм* для удобства выполнения работ внутри рабочего колеса.

Первый элемент колеса устанавливается на тумбы, и с помощью домкратов и соответствующих подкладок выверяется горизонтальность его верхнего фланца. Затем последовательно устанавливаются остальные элементы и соединяются между собой по верхнему ободу постоянными припасованными болтами и шпильками, а по нижнему — временными болтами, устанавливаемыми в сборочные проушины. Подгонка стыков для совпадения соединительных отверстий производится с помощью домкратов.

При соединении элементов должно быть обеспечено полное отсутствие уступов в их стыках, а также плотность всех стыковых соединений. Зазоры в стыках допускаются только местные величиной не более 0,1 *мм* и суммарной площадью не свыше 20% общей площади стыка. Особое внимание следует обращать на плотность стыков и отсутствие уступов на верхнем фланце колеса, который соединяется с фланцем вала турбины. Фиксация стыковых соединений отдельных элементов колеса между собой осуществляется заводскими контрольными штифтами.

Насадка бандажей на обод колеса является ответственной операцией и должна выполняться особо тщательно. Для определения правильности изготовления бандажа и обеспечения создания им необходимого натяга следует проверить диаметр бандажа в холодном состоянии. В бандажах с конусным местом посадки эта проверка производится установкой бандажа на нижний обод. При этом нижний торец бандажа не должен доходить до ограничительного буртика на ободе на величину, определяемую на заводе и указанную на чертеже. Если такого указания в чертеже нет, то это расстояние можно определить по формуле

$$a = \frac{n}{\operatorname{tg} \alpha}, \qquad (8\text{-}1)$$

где a — требуемое расстояние до буртика, *мм*;

n — величина натяга, обычно принимаемая от 4 до 6 *мм*;

α — угол конусности бандажа.

Прн проверке размера бандажа необходнмо нметь в внду, что еслн он намного не доходнт до своего посадочного места, то прн посадке в горячем состояннн бандаж получнт чрезмерно большне напряження н возннкнет опасность разрыва его в процессе посадки или в работе. В случае, еслн бандаж доходнт очень блнзко к буртнку, получнтся малый натяг, не обеспечивающнй прочного и надежного соедннення обода колеса.

Одновременно с проверкой днаметра бандажа следует провернть соответствне конусностн бандажа с конусностью обода. Для этого необходнмо прн посадке бандажа в холодном состояннн провернть щупом налнчне н велнчнну зазоров между бандажом н ободом сверху н сннзу. Еслн зазоры нмеются вннзу, то бандаж нмеет конусность бо́льшую, чем обод, н прн посадке натяг вннзу будет меньше. Налнчне зазора сверху покажет бо́льшую конусность обода н уменьшенне натяга вверху. Исправнть этот дефект невозможно, н по решенню заводанзготовнтеля следует лнбо допустнть разлнчные напряження в бандаже по его высоте, лнбо заменнть его другнм.

Днаметр цнлнндрнческого бандажа необходнмо проверять непосредственнымн замерамн бандажа н посадочного места. При этом днаметр бандажа можно замернть штнхмассом, а для замера днаметра посадочного места надо нметь спецнальную скобу. Разннцу днаметров определяют сопоставленнем штнхмасса с размером на скобе.

Нагрев бандажа может пронзводнться несколькнмн одновременно работающнмн мощнымн форсункамн нлн электрнческнм током. В обоих случаях нагрев должен быть равномерным по окружностн бандажа. Нагрев бандажа должен обеспечнть увелнченне внутреннего днаметра его на заданную велнчнну н некоторый запас расшнрення на остыванне бандажа в процессе насадкн. Это увелнченне может быть прннято равным 1,6—1,8 велнчнны натяга. Тогда температуру нагрева можно определнть по формуле

$$t = \frac{\Delta d}{d\alpha} + t_0, \qquad (8\text{-}2)$$

где Δd — требуемое увелнченне внутреннего днаметра бандажа, *мм*;

d — внутреннній днаметр бандажа, *мм*;

α — коэффнцнент лннейного расшнрення, равный для сталн $1{,}12 \cdot 10^{-5}$;

t_0 — температура бандажа до нагрева.

По достнженнн бандажом заданной температуры проверяется штнхмассом расшнренне бандажа, которое должно соответствовать значенню, определенному до нагрева, после чего бандаж стропнтся за временные проушины н быстро устанавлнвается на посадочное место. Прн этом особенно важно, чтобы посадочные места у бандажа н обода былн чнстымн.

Еслн в плоскость разъема рабочего колеса попадают лопаткн, то сварка нх пронзводнтся после насадкн бандажа. Сварной шов по окончаннн сваркн должен быть тщательно зачнщен шлнфовальной машннкой.

Сборка разъемного колеса со сварным ннжннм ободом пронзводнтся так же, как н сборка колеса с бандажным соедненнем ннжнего обода. Соедненне ннжнего обода выполняется ручной электродуговой сваркой по спецнальной технологнн, разрабатываемой заводом-нзготовнтелем.

Подготовка стыков обода к сварке заключается в тщательной зачнстке плоскостей разъема н кромок разделкн от ржавчины, грязн н заусенцев и проверке плотностн соедннення сопрягаемых элементов обода. После сборкн колеса временные болты ннжнего обода ослаб-

ляют и стыки раздвигают на величину, требуемую технологией сварки. Перед началом сварки во избежание появления трещин в околошовной зоне производится местный подогрев стыков до температуры 200° С. С целью обеспечения равномерности деформации обода при сварке заварку всех стыков обода следует производить одновременно. При этом каждый стык должен завариваться сразу с обеих сторон обода.

По окончании сварки обода срубаются все временные соединительные проушины, а сварные швы и места проушин тщательно зачищаются шлифовальной машинкой. Качество сварки и околошовная зона проверяются ультразвуковым методом. Для снятия сварочных напряжений в ободе все сварные швы после зачистки их подвергаются термической обработке нагревом с помощью индуктора переменного тока.

Сборка рабочего колеса заканчивается установкой на верхний и нижний ободы лабиринтных колец, состоящих обычно из двух половин. Половины лабиринтных колец стягиваются между собой специальным приспособлением и свариваются с последующей зачисткой сварного шва по шаблону ручной шлифовальной машинкой или специальным станком. После этого для проверки уравновешенности массы собранного рабочего колеса производится его статическая балансировка, технология выполнения которой будет описана ниже.

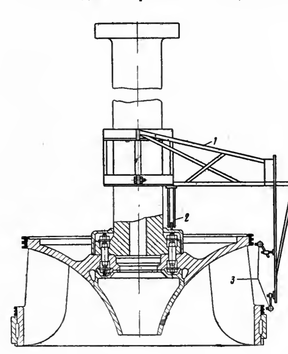


Рис. 8-28. Приспособление для проверки концентричности лабиринтных колец.

1 — приспособление проверочное; *2* — опоры с катком; *3* — индикаторы.

Вал турбины соединяется с рабочим колесом на монтажной площадке. Установки его на рабочее колесо производится с помощью специальных проушин, закрепленных на фланце вала болтами. При установке вал фиксируется относительно рабочего колеса по заводским меткам, нанесенным на фланцах вала и колеса. В разъемных рабочих колесах отверстия под болты в сопрягаемых фланцах вала и колеса растачивают на заводе обычно с припуском, учитывая, что окончательная расточка отверстий будет произведена на монтаже после сборки рабочего колеса. Объясняется это опасностью несовпадения отверстий из-за возможной деформации элементов рабочего колеса при транспортировке и возможном длительном хранении. Установленный вал вначале закрепляется на рабочем колесе временными болтами, а затем отверстия под болты последовательно растачиваются с помощью специального приспособления и устанавливаются соединительные болты. Порядок затягивания и проверки прочности соединения и равномерности напряжения болтов приведен ранее в гл. 7. Если отвер-

стия растачиваются иа заводе полностью, то болты устанавлнваются согласио нумерацин, нанесенной на ннх н у отверстий иа флаице.

Проверка концеитричностн лабнрннтиых колец на верхнем н нижием ободе рабочего колеса производнтся с помощью спецнального приспособлення, устанавлнваемого на вал, как показано на рнс. 8-28. Неконцеитрнчиость лабириитиых колец относительно вала допускается в пределах до 0,1 величииы одностороииего зазора в лабнриитиом уплотиенни.

На рабочее колесо со сварным ннжиим ободом до устаиовкн лабириитиых колец устанавлнвается вал и времеино присоедиияется к нему. На вал ставнтся и закрепляется специальиое приспособлеиие с шлифовальной головкой (рнс. 8-29), с помощью которого иидикатором проверяется концентричность посадочиых мест под нижнее и верхиее лабиринтные кольца и производятся шлифовка сварных швов на иижием ободе, а также устранеиие выявленной неконцентричности, после чего устаиавливаются, стягиваются и сварнваются лабнрннтные кольца. Обработка свариых швов, проверка концеитричиостн колец и устраиение неконцентричности осуществляются тем же приспособленнем. По окоичанин установки и выверкн лабнриитных колец вал с приспособленнем снимается н производнтся балаисировка рабочего колеса. Затем вал виовь устанавливается на колесо, соедниясется с ним постоянными болтамн и рабочее колесо переносится на выкладкн для соедннення с обтекателем.

Рис. 8-29. Приспособление для шлифовки обода и лабириитиых колец.

Балаисировка рабочего колеса. Рабочие колеса гндротурбии нмеют сложную конфигурацию, что затрудняет их полиую механическую обработку; матернал отливок элемеитов колеса иеоднороден, и масса колеса распределяется неравномерно относнтельно осн вращення, вследствие этого в процессе работы агрегата могут возникать недопустимые вибрации.

Уравновешивание массы рабочего колеса относительио оси вращеиия производится иа заводе путем статнческой балаиснровки. Однако в связи с возможиымн деформацнями элементов разъемиого рабочего колеса, неодниаковостью толщнны и размеров бандажей, лабнрннтных колец н временных соедиинтельных проушнн, а также размеров свариых швов н неоднородностью нх заводская баланснровка нарушается, и при моитаже должиа обязательио производиться повторная балансировка разъемиых рабочнх колес.

Балансировка рабочего колеса производится способом свободного подвешивания его на шаре, установленном в балансировочном устройстве, как показано на рис. 8-30. Балансировочное устройство состоит из опорной тумбы *1*, устанавливаемой на монтажной площадке, стальной закаленной и шлифованной плиты *2*, на которую опирается шар *3*, закрепленный в балансировочной конструкции *4*. Одним из основных условий точности балансировки рабочего колеса является правильность положения его центра тяжести относительно точки опоры — центра шара. Для устойчивости положения рабочего колеса на балансировочном устройстве и обеспечения безопасности работ при балансировке центр тяжести колеса должен всегда находиться ниже центра шара. Однако слишком низкое положение центра тяжести понижает чувствительность балансировочного устройства, а следовательно, и точность балансировки. Повышение центра тяжести до $h=0$ приводит к безразличному состоянию рабочего колеса, а при дальнейшем повышении центра тяжести колеса наступает неустойчивое равновесие его и колесо может упасть с балансировочного устройства при небольшом случайном толчке. Поэтому величина h должна быть такой, чтобы обеспечивались достаточно высокая точность балансировки и устойчивое положение рабочего колеса. Рекомендуемые оптимальные величины h приведены в табл. 8-9.

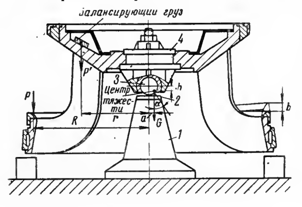


Рис. 8-30. Схема балансировки рабочего колеса.

Таблица 8-9

Рекомендуемые величины h при балансировке рабочих колес радиально-осевых турбин

Вес балансируемого рабочего колеса, *т*	5	10	50	100	200
Величины h, *мм*	20—40	30—50	40—60	50—80	70—100

Практически положение центра тяжести рабочего колеса на балансировочном устройстве определяется следующим образом. Рабочее колесо устанавливается так, чтобы центр тяжести его находился заведомо ниже точки опоры, после чего на нижний обод помещается небольшой груз, который выведет рабочее колесо в новое положение равновесия. При этом обод опустится вниз, а центр тяжести сместится в сторону. Условие равновесия в этом случае обеспечивается равенством моментов:

$$PR = Ga + G\mu, \tag{8-3}$$

где P — приложенный груз, *кГ*;

R — радиус приложенного груза, *мм*;

G — вес рабочего колеса, *кг*;

a — величина смещения центра тяжести, *мм*;

μ — коэффициент трения качения.

Величина смещения $a=h\operatorname{tg}\alpha$, но из геометрического подобия углов $\operatorname{tg}\alpha=b/R$, поэтому $a=hb/R$. Подставляя значение a в формулу (8-3), получим:

$$PR=\frac{hb}{R}G+G\mu, \quad (8\text{-}4)$$

следовательно, расстояние от центра тяжести рабочего колеса до точки опоры

$$h=\frac{(PR-G\mu)R}{Gb}. \quad (8\text{-}5)$$

Балансировка рабочего колеса осуществляется в следующем порядке. Опорная тумба устанавливается на монтажной плите до сборки рабочего колеса. При этом поверхность стальной шлифованной плиты должна быть горизонтальной, что проверяется уровнем и обеспечивается постановкой подкладок под основание опорной тумбы. Опорная конструкция с шаром устанавливается в рабочее колесо снизу, расцентровывается в выточках колеса и закрепляется так, чтобы центр шара находился заведомо выше предполагаемого центра тяжести рабочего колеса. Затем рабочее колесо с приспособлением плавно опускается краном на опорную тумбу до соприкосновения шара с плитой. Устойчивость рабочего колеса на балансировочной тумбе определяется в подвешенном состоянии при ослабленных тросах во избежание возможного опрокидывания колеса. Для этой же цели под нижний обод на сборочные тумбы устанавливаются деревянные или металлические подкладки с зазором, обеспечивающим колебания колеса при балансировке. Если рабочее колесо неустойчиво, то необходимо поднять шар с помощью регулировочного винта.

На верхний обод колеса устанавливаются четыре уровня, и, накладывая на нижний обод грузы разного веса с более легкой стороны колеса, по уровням выравнивают горизонтальность плоскости верхнего обода. После этого проверяют центр тяжести рабочего колеса, установив на нижнем ободе груз, достаточный для смещения места его приложения на 1—2 *мм*. По формуле (8-4) определяют величину h и сопоставляют ее с заданной заводом или приведенной в табл. 8-9. Если получится величина больше требуемой, то рабочее колесо приподнимают на балансировочном устройстве регулировочным винтом и положение центра тяжести доводят до необходимого. Проверяют также чувствительность балансировочного устройства установкой минимального груза $P_{мин}$, величину которого определяют по формуле (8-3), считая, что рабочее колесо должно наклониться на величину 0,5—1,0 *мм* в месте приложения груза. Затем вновь производится уравновешивание рабочего колеса путем корректировки установленного ранее груза и доведения положения плоскости верхнего обода до строго горизонтального.

Горизонтальность положения рабочего колеса при балансировке может проверяться также замерами штихмассом или щупом расстояния между поверхностью тумб, на которых производилась сборка рабочего колеса, и обработанной нижней поверхностью нижнего обода. Для этого поверхность всех сборочных тумб перед установкой рабочего колеса приводится с помощью металлических подкладок к одной горизонтальной плоскости, что проверяется нивелированием. При этом зазоры между ободом и тумбами должны допускать колебания колеса при балансировке.

После приведения рабочего колеса в равновесие определяется возможный небаланс колеса, вызываемый инерцией его и трением в опорных деталях балансировочного устройства. Для этого накладывают грузы, выводящие рабочее колесо из равновесия на одну и ту же

величину наклона, в шести — восьми точках по окружности обода. Величина оставшегося небаланса определяется как полусумма максимального и минимального грузов. Груз, уравновешивающий этот небаланс, должен быть установлен в точке приложения максимального груза.

По окончании уравновешивания рабочего колеса балансировочные грузы надежно закрепляются на колесе и защищаются от воздействия потока. Устанавливать и закреплять грузы целесообразно наверху рабочего колеса под защитным кожухом. При установке величины грузов должны быть пересчитаны в связи с изменением радиусов их закрепления.

Окончательная проверка балансировки производится после закрепления грузов. При этом точность уравновешивания системы считается удовлетворительной, если минимальный груз, прикладываемый в противоположных направлениях на одном диаметре, отклоняет рабочее колесо на одну и ту же величину. Обычно точность балансировки считается достаточной, если момент не более 0,2 *кГ·м* выводит систему из равновесия.

Установка ротора гидротурбины на место. Ротор радиально-осевой турбины, состоящий из рабочего колеса и вала, устанавливается на обработанную верхнюю поверхность нижнего фланца фундаментного кольца. Подготовка места установки заключается в тщательной очистке поверхности фланца и постановке на него мерных подкладок или парных клиньев в четырех — восьми точках в зависимости от веса ротора. Подкладки должны располагаться в одной горизонтальной плоскости и иметь такую высоту, чтобы верхняя плоскость фланца вала турбины после установки была ниже проектной на величину, равную высоте центрирующего буртика фланца с запасом в 4—6 *мм*. Запас этот необходим для того, чтобы при установке ротора генератора фланец его вала не соприкасался с фланцем турбинного вала и не нарушал центровку турбины.

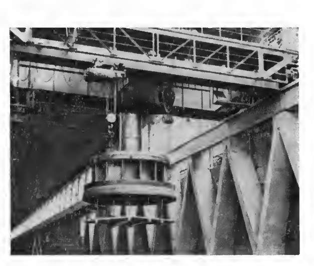
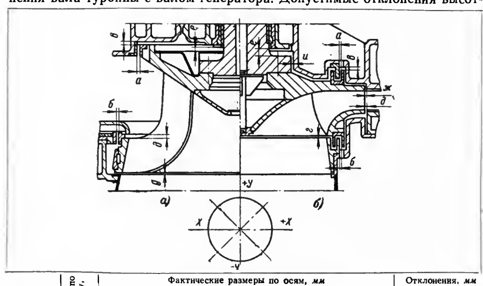


Рис. 8-31. Транспортировка рабочего колеса к месту установки.

Рабочее колесо удобно соединять с валом на монтажной площадке и в собранном виде устанавливать на место. Однако если грузоподъемность или высота подъема крюка крана не позволяют этого, то рабочее колесо и вал устанавливаются раздельно и соединяются в проектном положении. Строповка ротора производится с помощью специального приспособления в виде проушины, закрепленной на фланце вала, после чего ротор транспортируется к месту установки (рис. 8-31) и опускается на подготовленные подкладки.

При установке рабочего колеса его следует расцентровать сразу возможно точнее по зазору между статором и нижним ободом, а при наличии нижнего уплотнения обода — и по зазору в этом уплотнении.

В случае необходимости колесо перемещается с помощью клиновых подкладок, устанавливаемых ранее в зазоре. Вертикальность ротора проверяется уровнем по плоскости верхнего фланца вала, и отклонения устраняют изменением толщины подкладок под нижним ободом колеса. Проверяется высотное положение ротора нивелированием фланца вала и замером зазора между нижним ободом и фланцем фундаментного кольца. Зазор должен быть равен проектному за вычетом величины, на которую опущено рабочее колесо для возможности соединения вала турбины с валом генератора. Допустимые отклонения высот-



Обозначение замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм								Отклонения, мм	
		+ Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
Монтажное положение											
а											
а'											
б											
е											
ж											
и											
После поворота вала на 180°											
а											
а'											
б											

Обозначения		в	д	е
Размеры, мм	по чертежу			
	фактический			

Примечания: 1. а' — зазоры в лабиринте, измеренные индикатором при отжатии рабочего колеса.
2. Размер е определяют как результат замеров, произведенных до установки вкладыша подшипника на место.
3. Замер в следует произвести до установки корпуса подшипника.

Рис. 8-32. Формуляр установки рабочего колеса радиально-осевой турбины.
а — средненапорная турбина; б — высоконапорная турбина.

Допуски на установку рабочих колес поворотнолопастных и радиально-осевых турбин

Высотное положение рабочего колеса	Место замеров	Обозначение в формуляре	Допустимые отклонения, мм, при диаметре рабочего колеса, м				
			2,0	3,0	5,0	7,2	9,3
Поворотнолопастной турбины	От верхней плоскости нижнего кольца направляющего аппарата до верхнего торца втулки рабочего колеса	*г*	—	3	4	5	6
Радиально-осевой турбины	От нижней плоскости нижнего обода рабочего колеса до опорной поверхности в расточке фундаментного кольца	*г*	1	2	2,5	3	—

ного положения рабочего колеса приведены в табл. 8-10. Эта центровка турбины является предварительной, окончательная производится более точно после установки крышки турбины и будет описана ниже. Формуляр установки рабочего колеса (рис. 8-32) составляется после соединения валов турбины и генератора и окончательной центровки ротора гидроагрегата.

Нижнее неподвижное кольцо лабиринтного уплотнения удобнее устанавливать на рабочее колесо на монтажной площадке, расцентровать его по колесу и зафиксировать на нем, а затем опустить вместе с рабочим колесом и закрепить на месте. Если по конструктивным условиям осуществить этого нельзя, то уплотнение устанавливается на место после опускания рабочего колеса и предварительной центровки его. Фактические величины зазоров в уплотнениях не должны отклоняться от проектных более чем на 20%.

8-7. РАБОЧИЕ КОЛЕСА ПОВОРОТНОЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН

Детали и узлы рабочих колес поворотнолопастных турбин по монтажным признакам можно условно разделить на две группы. К первой группе относятся детали конструктивно однообразные для всех типов колес: корпус втулки, крышка цилиндра сервомотора, рабочие лопасти и их уплотнения, днище, обтекатель. Вторая группа охватывает детали механизма поворота и его привода, и в зависимости от конструктивного типа колеса в нее входят: рычаги, серьги, цапфы, поршень, шток сервомотора, крестовины.

Монтаж рабочих колес поворотнолопастных турбин осуществляется в два этапа. Вначале на монтажной площадке производится укрупнительная сборка рабочего колеса, выполняемая в следующем порядке:

1) установка корпуса втулки колеса на монтажной площадке;
2) сборка и установка на место механизма поворота;
3) установка поршня сервомотора и штока;
4) установка крестовины и соединение ее с серьгами;
5) установка лопастей рабочего колеса;
6) монтаж уплотнений лопастей;
7) установка днища, испытание и проверка сборки рабочего колеса.

Затем рабочее колесо опускается на место и производится предварительная центровка его, после чего на место устанавливаются крышка рабочего колеса, штанги и вал турбины.

Сборка рабочих колес крестовинного типа может производиться с кантовкой втулки, когда механизм поворота лопастей собирается сверху во втулке, повернутой на 180°, а затем втулка кантуется в проектное положение, в котором и продолжается сборка всех осталь-

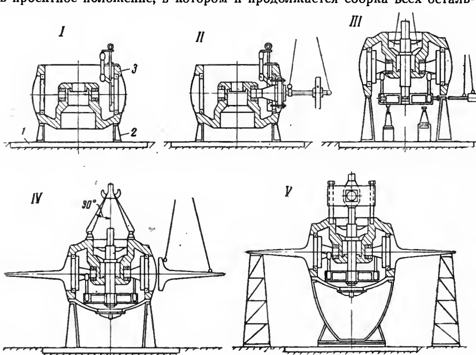


Рис. 8-33. Схема сборки рабочего колеса крестовинного типа с кантовкой втулки.

ных деталей рабочего колеса. Для устранения необходимости кантовки втулки вся сборка рабочего колеса может производиться в проектном положении втулки, но в этом случае детали механизма поворота лопастей должны заводиться снизу с помощью специального приспособления. Разница в обоих вариантах сборки заключается в основном лишь в способе установки деталей механизма поворота лопастей. В связи с этим ниже в качестве основного варианта рассмотрена сборка рабочего колеса с кантовкой втулки (рис. 8-33) и дополнительно приведено описание сборки механизма поворота лопастей без кантовки втулки.

На специальной сборочной плите *1*, заделанной в пол монтажной площадки, устанавливаются и закрепляются четыре металлические тумбы *2* высотой 600—800 *мм*, на которые и ставится втулка *3*, предварительно раскантованная так, чтобы нижний фланец ее был сверху. Одновременно или даже ранее на монтажной площадке собираются рычаги и серьги с временным закреплением серьги на пальце рычага. Затем в рычаг устанавливается удлиненный рым-болт, к которому параллельно его оси закрепляется серьга. В таком собранном виде рычаг с серьгой стропится за рым-болт, устанавливается во втулке согласно маркировке и подвешивается с помощью рым-болта к нижнему фланцу втулки с предварительной прицентровкой рычага по расточке во втулке (рис. 8-33,*I*). Заводка цапф на место выполняется с помощью специального приспособления с противовесом (рис. 8-33,*II*), после чего в установленные цапфы и рычаги закладываются направляющие шпон-

кн. Подтягивание цапф на место во втулку и закрепление к рычагам производится постоянными болтами крепления лопастей с постановкой под их головки временных трубчатых шайб, высота которых равна толщине фланца лопасти. При этом проверяются зазоры между наружной поверхностью фланца цапфы и бронзовым кольцом во втулке, а также плотность сопряжения рычага с цапфой. По окончании соединения цапф с рычагом крепление серьги к рычагу и фланцу втулки и рым-болты снимаются, рычаги развертываются в такое положение, чтобы все серьги опустились во втулку, и в этом виде рычаги закрепляются к нижнему фланцу втулки для предотвращения повреждений при кантовке втулки.

Во время кантовки втулки в рабочее положение на монтажной плите устанавливаются и закрепляются монтажные колонны такой высоты, чтобы обеспечивалась возможность насадки снизу на шток сервомотора крестовины, располагаемой на домкратах между колоннами. Раскантованная на 180° втулка устанавливается и закрепляется на монтажных колоннах.

Шток и поршень сервомотора собираются заранее над каким-либо проемом и соединяются между собой разъемным закладным кольцом, которое входит в кольцевую выточку штока и крепится к поршню болтами с прихваткой их головок к кольцу электросваркой. Затем поршень со штоком осторожно опускают в цилиндр сервомотора, крестовина насаживается на шток с помощью установленных под ней домкратов до упора в буртик. Одновременно крепление механизма поворота к нижнему фланцу втулки снимается, серьги опускаются вниз и заводятся в проушины крестовины при ее подъеме. Крепится крестовина к штоку, так же как и поршень, разъемным закладным кольцом. Пальцы соединения серьги с крестовиной заводятся на место с помощью специального приспособления с противовесом (рис. 8-33,*III*).

Для присоединения днища собранная втулка рабочего колеса поднимается краном и относится в сторону, а на монтажные колонны устанавливается днище. Затем втулка переносится и опускается над колоннами и к ней на весу подтягивается и закрепляется болтами днище, после чего втулка опускается на колонны. Для предотвращения протечек масла между сопрягаемыми поверхностями втулки и днища закладывается прокладка.

В случае, когда уплотнения лопастей расположены под фланцами лопастей, установка лопастей на место производится после сборки и регулировки уплотнений. При наружных съемных уплотнениях лопасти устанавливаются до монтажа уплотнений. Перед установкой лопастей цапфы следует развернуть в положение, соответствующее полному закрытию лопастей, и затем поставить в цапфы цилиндрические шпонки.

Строповка лопасти производится тросами с помощью специальных рым-болтов, один из которых устанавливается на фланце, а два — на пере лопасти (рис. 8-33,*IV*). Для возможности регулировки положения лопасти относительно отверстия во втулке при установке в тросы, захватывающие перо лопасти, целесообразно встроить стяжку или ручную таль. Установку лопасти следует производить осторожно после тщательной выверки ее фланца. Окончательно лопасть ставится на место и притягивается к цапфе несколькими постоянными болтами. Фланец лопасти должен прилегать к цапфе плотно, так чтобы щуп 0,03 *мм* в сопряжение не проходил. Замер плотности сопряжения производится через свободные отверстия соединительных болтов. Затем устанавливается и равномерно затягивается лопасть, расположенная напротив. В таком же порядке устанавливаются и все остальные лопасти.

Способ сборки рабочих колес крестовинного типа в проектном положении втулки без кантовки ее значительно проще приведенной выше сборки колеса с кантовкой втулки, но он требует применения специаль-

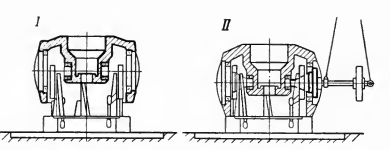


Рис. 8-34. Схема сборки рычагов, серег и цапф без кантовки втулки.

ного приспособления, с помощью которого производится установка рычагов и серег. Для осуществления такой сборки на монтажной плите закрепляется приспособление, на котором собираются рычаги и серьги. При этом рычаги устанавливаются так, чтобы плоскость их фланцев была вертикальной. Под нижние головки серег ставятся домкраты, которыми и производится высотное перемещение рычагов и серег в процессе соединения их с цапфами. На собранные механизмы поворота после проверки правильности их положения опускается втулка (рис. 8-34,*I*) и устанавливается несколько выше рычагов с тем, чтобы при заводке цапф рычаги и серьги можно было приподнимать домкратами. Затем с помощью приспособления с противовесом устанавливаются цапфы (рис. 8-34,*II*) и соединяются с рычагами. В дальнейшем сборка рабочего колеса производится в порядке, описанном выше.

После установки всех лопастей целесообразно проверить концентричность периферийной кромки их с помощью специального приспособления (рис. 8-35), устанавливаемого на верхней части штока сервомотора. Концентричность проверяется путем измерения зазора между струной и торцовыми кромками лопастей.

Уплотнения, устанавливаемые под лопасти, обычно поступают на монтаж в собранном виде. Перед постановкой на место уплотнения тщательно очищаются и проверяются. Пружинные и уплотняющие кольца не должны иметь вмятин, забоин и других дефектов. При закреплении установленного уплотнения гайки должны затягиваться равномерно и без излишних перенапряжений. Уплотнение следует отрегулировать так, чтобы после установки лопасти был обеспечен натяг пружинного кольца в 4—5 *мм*. Необходимо проверить также, чтобы высота шпилек крепления уплотнения была не больше глубины выточки на фланце лопасти. Установку лопастей следует производить сразу после закрепления уплотнений.

Сборка разъемного уплотнения, конструкция которого показана на рис. 3-18, осуществляется в следующем порядке. Подвижная часть уплотнения — кольцо лопасти с надетым на него прижимным кольцом крепится к фланцу лопасти до ее установки на место. Пружины равномерно сжимаются винтами до получения необходимого зазора между кольцами, который перекрывается резиновой мембраной, закрепленной разъемными зажимными кольцами. На фланец лопасти надевается резиновое кольцо, затем лопасть устанавливается на место и закрепляется. После установки лопасти резиновое кольцо прижимается к втулке упорным и облицовочным кольцами, состоящими из четырех — шести сегментов и закрепляемыми на втулке болтами.

Установка обтекателя производится после испытания рабочего колеса, непосредственно перед опусканием его в кратер агрегата. Подготовленное к установке на место рабочее колесо опускается над собранным на монтажной площадке обтекателем, так чтобы между втул-

Рис. 8-35. Схема проверки концентричности лопастей рабочего колеса.
1 — струна с отвесом; 2 — стрела; 3 — трос; 4 — рама; 5 — ролики.

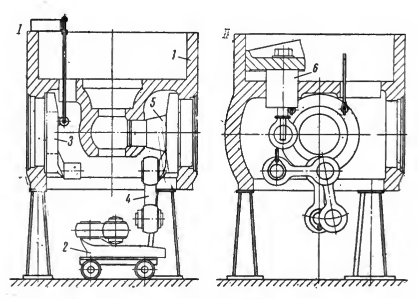


Рис. 8-36. Сборка механизмов поворота бескрестовинного рабочего колеса.

кой и обтекателем был небольшой зазор. Затем обтекатель подтягивается болтами к втулке, закрепляется (рис. 8-33,*V*) и рабочее колесо сразу опускается в кратер агрегата. Для создания безопасиых условий работы при соедииеиии обтекателя с втулкой лопасти колеса устаиавливаются иа специальиые колоииы, выкладки или другое устройство.

Сборка рабочих колес бескрестовииного типа производится в проектиом положеиии втулки. При этом сборка механизмов поворота лопастей выполияется с заводкой рычагов и серег сиизу (рис. 8-36,*I*). Втулка *1* устанавливается иа моитажных колоииах, и специальиой тележкой *2* под втулку подаются собраииые зараиее рычаги *3* с серьгами *4*. С помощью троса, закреплеииого иа рычагах, рычаги с серьгами поднимаются краном и подвешиваются к верхнему флаицу втулки на ручиой тали или растяжках против отверстия под лопасти во втулке, с тем чтобы имелась возможиость регулирования положения рычага при установке цапфы *5* лопасти. Сборка рычагов с серьгами может производиться и иа месте, однако это менее удобио. Затем обычным способом уста-

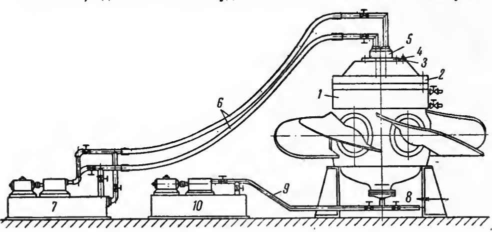


Рис. 8-37. Схема испытаний рабочего колеса.

иавливается цапфа лопасти и соедииеяется с рычагом. После устаиовки иа место всех рычагов с серьгами и цапф иа пальцы серег иадеваются запориые кольца, в которые пропускается трос, и серьги подиимаются краиом в вертикальное положеиие (рис. 8-36,*II*). В этом положении под серьги устаиавливаются снизу домкраты и выкладки так, чтобы серьги находились строго вертикальио. С пальцев снимаются запориые кольца, и иа иих иадеваются цилиидрические проушины *6*. Проушииы имеют вертикальные каиалы и после установки иа пальцы поворачиваются иа 90°, закрепляя положение пальца в проушиие. По окоичаиии установки всех проушии в цилиидр ставится поршеиь, в котором оии и закрепляются. Разворот проушии предотвращается имеющимися иа иих специальиыми фиксаторами, входящими в сверлеиие на поршне. Вся остальиая сборка рабочего колеса продолжается обычиым способом.

Рабочие колеса бескрестовииного типа с совмещеииыми полостями сервомотора и механизмом поворота лопастей коиструкции, показаииой на рис. 3-17, собираются в проектиом положеиии втулки. При этом мехаиизм поворота лопастей также собирается сверху с установкой рычагов и серег, предварительио соедииеиных между собой на монтажной площадке. Вся остальиая сборка рабочего колеса производится в осиовиом обычиыми способами.

Испытание рабочего колеса. С целью проверки правильиости сборки мехаиизмов поворота лопастей, герметичиости флаицевых соедииеиий рабочего колеса и уплотнеиий его лопастей по окоичании сборки про-

изводятся испытаиия колеса (рис. 8-37). Герметичиость колеса проверяется гидравлическим испытаиием его, а правильиость сборки определяется поворотом лопастей давлеиием масла.

Гидравлическое испытаиие колеса производится до установки обтекателя, что дает возможность проверить герметичность соедииения втулки с днищем. До иачала испытаиия иа втулку *1* рабочего колеса устаиавливается крышка цилиндра сервомотора *2* с необходимым уплотнением, а если по конструкции колеса крышка совмещена с флаицем вала, то применяется времеииая крышка. Отверстия в крышке для болтов соединения с валом закрываются заглушками *3*, щель между штоком и крышкой заделывается специальным уплотнеиием *4*. На шток устанавливается времениый патрубок *5* с двумя штуцерами, один из которых соединеи с отверстием штока, подающим масло под поршень, а второй — с отверстием, через которое масло поступает сверху штока. Эти штуцера соединяются шлангами *6* с гидравлическим насосом *7*.

Рис. 8-38. Транспортировка рабочего колеса к месту соединения с обтекателем.

Втулка заполняется маслом от общестанциоииого масляного хозяйства через заглушку днища по трубопроводу *8* с выпуском воздуха вентилями, устаиовленными внизу и вверху цилиндра сервомотора. При появлении масла из этих веитилей заполнеиие втулки прекращается и подача масла переключается на трубопровод *9*, соединеииый с гидравлическим иасосом *10*. С помощью этого насоса давление масла поднимается до величииы, обычио равиой тройной высоте масляного столба от втулки рабочего колеса до маслоприемника.

Под испытательным давлеиием рабочее колесо должио иаходиться в течеиие 24 *ч* при температуре колеса и масла ие ииже 10° С. В процессе испытания лопасти поочередио устаиавливаются в закрытое, средиее и максимально открытое положеиие и в каждом из этих положений колесо выдерживается по 8 *ч*. Протечки масла в иеподвижиых соедииениях колеса не допускаются, а суточные протечки через уплотнеиия каждой лопасти не должны превышать величин, приведеиных в табл. 8-11.

Таблица 8-11

Протечки через уплотнения лопастей при испытаниях

Диаметр рабочего колеса, *м*	3,0	5,0	7,2	9,3
Допустимые протечки масла за сутки, *л*	0,10	0,15	0,18	0,20

Поворот лопастей на закрытие производится давлением масла, подаваемого под поршень сервомотора от гидравлического иасоса, а на

открытие — подачей масла сверху поршня. В процессе испытания проверяются: плотность фланцевого соединения цилиндра (при раздельном цилиндре), плавность поворота лопастей и изменения величины хода сервомотора и угла поворота лопастей.

Установка рабочего колеса на место. После гидравлического испытания рабочее колесо подготовляется к установке в камеру рабочего колеса. Для этого крышка цилиндра сервомотора соединяется с подъемным приспособлением, а на лопасти крепятся специальные подвески, с помощью которых рабочее колесо подвешивается в камере. Затем рабочее колесо поднимается (рис. 8-38) и к нему присоединяется обтекатель. К этому времени кратер агрегата должен быть подготовлен к приему рабочего колеса. Транспортировка и установка на место рабочего колеса являются ответственными операциями и должны выполняться под наблюдением руководителя монтажа гидротурбины.

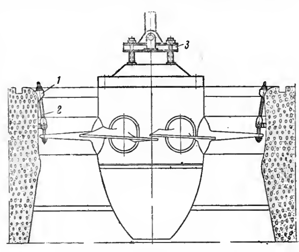


Рис. 8-39. Подвеска рабочего колеса в камере.

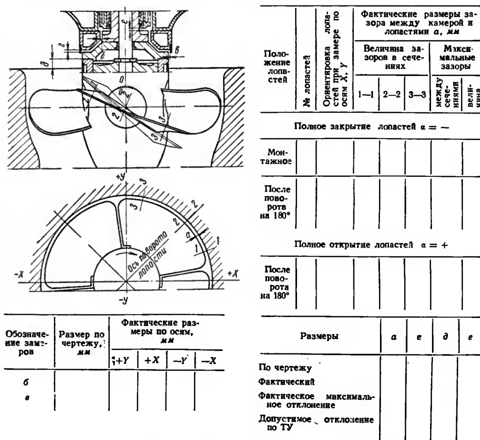
Опущенное на проектную отметку колесо, не снимая с крюка крана, проверяют по зазору между лопастями и камерой в закрытом и открытом положениях лопастей. Поворот лопастей при этом производится подачей масла под давлением в соответствующую полость цилиндра сервомотора. После опускания рабочего колеса в камеру (рис. 8-39) на нижнее кольцо направляющего аппарата устанавливаются и закрепляются консоли подвесного приспособления *1*. По окончании предварительной выверки зазоров лопасти устанавливаются в закрытое положение и колесо подвешивается в камере с помощью подвесок *2*. Затем приспособление *3* с крышкой цилиндра сервомотора снимается и переносится на монтажную площадку для соединения с валом.

Высотное положение рабочего колеса проверяется нивелированием верхнего торца сервомотора либо замером расстояния от этого торца до верхней плоскости нижнего кольца направляющего аппарата с одновременной проверкой горизонтальности по уровню. Перемещение колеса по высоте производится изменением длины подвесок с помощью гаек. При этом рабочее колесо должно устанавливаться ниже проектной отметки на величину, равную высоте центрирующего буртика на фланце вала, плюс запас в 4—6 *мм*. В случае, если фактическое высотное положение рабочего колеса окажется отличным от проектного, разница между проектным и фактическим положениями рабочего колеса должна быть учтена при установке последующих узлов турбины и генератора. Допустимые отклонения высотного положения рабочего колеса приведены в табл. 8-10.

Центровка рабочего колеса в камере осуществляется по зазорам между периферийными кромками лопастей и камерой. Неравномерность зазоров в открытом и закрытом положениях лопастей не должны превышать 20% проектного зазора. Положение рабочего колеса в камере и величины зазоров между лопастями и камерой фиксируются в монтажном формуляре (рис. 8-40).

После соеднинеия валов турбины и генератора монтажные отверстия в лопастях заделываются специальными заглушками. Заглушки изготовляются из нержавеющей стали и стягиваются между собой болтами (рис. 8-41). Оси верхних и нижних заглушек должны быть эксцентричными между собой, что исключает произвольный поворот заглушек.

С целью уменьшения кавитационных разрушений лопастей в местах заделки монтажных отверстий в некоторых зарубежных и отечествен-



Положение лопастей	№ лопастей	Ориентировка лопастей при замере по осям X, Y	Фактические размеры зазора между камерой и лопастями a, мм				
			Величина зазоров в сечениях			Максимальные зазоры	
			1—1	2—2	3—3	между сечениями	величина
Полное закрытие лопастей α = —							
Монтажное							
После поворотв на 180°							
Полное открытие лопастей α = +							
После поворота на 180°							

Обозначение замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм			
		+Y	+X	−Y	−X
б					
в					

Размеры	а	е	д	е
По чертежу				
Фактический				
Фактическое максимальное отклонение				
Допустимое отклонение по ТУ				

Примечания: 1. Нумерация лопастей произведена $\frac{\text{по}}{\text{против}}$ часовой стрелке.
2. Градуированная лопасть № ... расположена под углом ... к риске фланцевого соединения валов.
3. Размер е следует определять подсчетом по замерам, приведенным до установки вкладыша подшипника на место.

Рис. 8-40. Формуляр установки рабочего колеса поворотнолопастной турбины.

ных конструкциях гидротурбин отверстия в лопастях не делаются. В этих случаях установка рабочего колеса в камере производится в сборе с валом и крышкой турбины и колесо подвешивается на корпусе подшипника с помощью специального разъемного кольца, устанавливаемого на вал. Применяется также установка рабочего колеса единым блоком с валом, крышкой турбины, опорой подпятника и подпятником с подвешиванием колеса на подпятнике. Могут быть применены и другие способы подвешивания или опирания рабочего колеса в камере.

Вал турбины соединяется с крышкой цилиндра сервомотора на монтажной площадке. Перед соединением фланцы их проверяются контрольной линейкой и при наличии выпуклостей, заусенцев и забоин зачищаются. Монтажные метки на фланце вала и крышке совмещаются,

а в соединение фланцев закладывается резиновое уплотнение, после чего по нумерации устанавливаются и затягиваются болты. Соединение фланцев должно быть плотным, так чтобы щуп 0,03 *мм* не проходил.

До сборки вала с крышкой цилиндра к штоку поршня сервомотора присоединяется маслоподводящая штанга. При установке штанги особое внимание должно быть уделено чистоте масляных каналов, плотности фланцевого соединения частей штанги и надежности закрепления гаек болтов от самоотвинчивания.

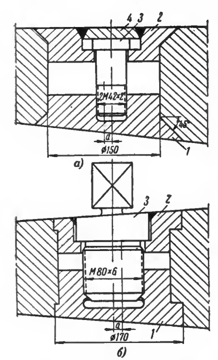


Рис. 8-41. Заглушки монтажных отверстий лопастей рабочего колеса.
а — старая конструкция заглушки; *б* — новая конструкция заглушки; *1*, *2* — нижняя и верхняя заглушки; *3* — болт; *4* — крышка.

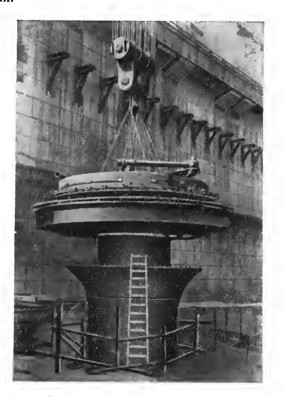


Рис. 8-42. Сборка блока крышки турбины.

Перед установкой вала с крышкой цилиндра в соединение крышки и цилиндра закладывается резиновое уплотнение. Установка вала производится с помощью приспособления для подъема рабочего колеса. Если нижний развитой фланец вала является крышкой цилиндра сервомотора, то вал устанавливается сразу после выверки рабочего колеса и соединения штока сервомотора с маслоподводящей штангой. Соединение крышки с цилиндром производится также припасованными болтами. По окончании установки и соединения вала центральное отверстие его и штанги следует закрыть временными заглушками во избежание загрязнения маслоподводящей системы.

Крышка турбины собирается на монтажной площадке вначале отдельными поясами, которые затем соединяются между собой. Установка крышки на место обычно производится до центровки ротора турбины. Если нижний пояс в собранном виде не проходит через верхний фланец вала, то его опускают двумя отдельными частями и собирают на крышке цилиндра сервомотора. Верхние пояса, соединенные на монтажной площадке, опускают на место, после чего к ним подтягивается нижний пояс с помощью удлиненных шпилек либо крана. Со-

единение между собой поясов и их сегментов выполияется на свиицовом сурике, а уплотиеиие соединения опориого флаица верхиего кольца иаправляющего аппарата и крышки турбины производится резииовым шиуром или парусиновой прокладкой, смазаиной суриком.

Таблица 8-12

Допустимые отклонения от соосности валу крышки турбины, устанавливаемой на верхнем кольце направляющего аппарата

Диаметр рабочего колеса, *м*	3,0	5,0	7,2	9,3
Отклонеиие от соосности, *мм* (не более)	0,75	1,50	2,0	2,50

Целесообразно устаиавливать крышку, собранную с опорой регулирующего кольца и регулирующим кольцом (рис. 8-42), либо еще более крупиым блоком, состоящим из крышки турбииы, опоры регулирующего кольца, опоры подпятника и сервомоторов иаправляющего аппарата, если они расположены иа крышке турбииы.

Цеитровка крышки турбииы производится по валу так, чтобы обеспечивалась возможность правильной установки корпуса подшипиика. Допустимые отклонеиия положеиия крышки приведены в табл. 8-12.

8-8. ЦЕНТРОВКА РОТОРА ГИДРОТУРБИНЫ

Общие положения центровки. Нормальиая и надежная работа гидроагрегата определяется в основном положением геометрической оси его ротора, которое зависит не только от качества изготовлеиия агрегата, но и от правильности сборки его на месте устаиовки. Вал турбины является базой для проверки моитируемых в дальиейшем деталей и узлов генератора, и поэтому особенно важно, чтобы ось вала турбииы была тщательио вывереиа. В процессе цеитровки вала турбины должны быть достигнуты:

вертикальиость геометрической оси (лииии) вала турбииы;

отсутствие излома оси вала во флаицевом соедииеиии при иаличии промежуточиого вала;

коицеитричиость зазоров в уплотиеииях, в камере рабочего колеса и в корпусе подшипиика.

Вследствие того, что основная выверка зазоров между рабочим колесом и иеподвижиыми деталями турбины производится в процессе предварительной центровки рабочего колеса, изменеиие этих зазоров в колесе при окончательной центровке вала будет иезиачительным и практического значения не будет иметь. Поэтому при окончательной цеитровке турбииы проверяется только положеиие геометрической оси ее вала.

Цеитровка ротора турбииы обычио производится после моитажа иаправляющего аппарата и устаиовки крышки турбины и корпуса подшипника. В связи с тем что отклоиеиие от вертикали геометрической оси турбииы допускается до 0,02 *мм* на 1 *м* длины вала, проверка вертикальиости вала турбииы может производиться уровнем с цеиой делеиия также 0,02 *мм* на 1 *м* длиим. Для этого уровень устанавливается на поверхиость верхнего фланца поочередио в четырех точках иа взаимно перпендикуляриых диаметрах. Коитроль определеиия уклона вала может производиться также рамочым уровием путем прикладываиия его сбоку вала в четырех положеииях.

Одиако проверкой вертикальиости вала по уровню можио определить уклои только свыше максимальио допустимого. Поэтому более

точная проверка вертикальности геометрической оси вала обычно производится по четырем струнам, опущенным вертикально вдоль вала и расположенным в двух взаимно перпендикулярных плоскостях.

Центровка по струнам производится с помощью специального приспособления, показанного на рис. 8-43. На верхней плоскости фланца вала турбины *1* по главным осям агрегата устанавливается крестовина *2* с устройствами *3* для подвески струн *4*. Между планками крепления лебедок и поверхностями фланцев ставятся электроизоляционные прокладки *5*. С крестовины опускаются стальные струны диаметром 0,3—0,5 *мм* с грузами *6*. Для более устойчивого состояния струн при случайных отклонениях грузы опускаются в сосуды с маслом. Фиксация мерных сечений производится хомутами *7*, установленными на валу по возможности горизонтально. Располагать струны на одинаковом расстоянии от вала не обязательно, но желательно, так как при этом подсчеты замеров несколько упрощаются.

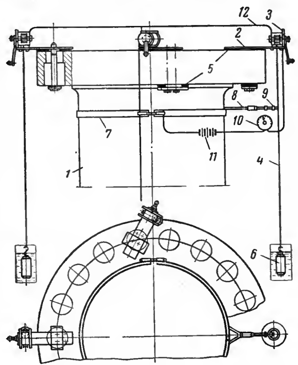


Рис. 8-43. Приспособление для центровки вала турбины по струнам.

Замеры расстояний от вала до струн производятся специальной вилкой *8* с микрометрическим штихмассом *9*. Определение момента начала касания головки штихмасса струны для большей точности замеров, а следовательно, и центровки осуществляется специальной электрической схемой, в которую включен милливольтметр *10* или телефонный зуммер с наушниками. Питается схема аккумуляторной батареей *11* напряжением 6—12 *в*. Для возможности пользования одной схемой на всех струнах лебедки электрически соединены между собой проводом *12*.

Грузы, подвешиваемые к струнам, для большей устойчивости положения струн должны иметь максимально возможный вес, определяемый диаметром струны. Для струн применяется стальная калиброванная проволока диаметром 0,3—0,5 *мм* с пределом прочности 200 *кГ/мм²*. Вес максимального груза можно определить по следующей формуле:

$$g = \frac{\sigma \pi d^2}{4n} = \frac{200\pi d^2}{4 \cdot 2} = 80d^2, \qquad (8\text{-}6)$$

где g — вес груза, *кг*;
d — диаметр проволоки, *мм*;
σ — предел прочности, равный 200 *кГ/мм²*;
n — запас прочности, равный 2.

Вилка (рис. 8-44), определяющая радиальное положение штихмасса при замерах, состоит из микрометрического штихмасса *1* с ценой деления 0,01 *мм*, удлинителя *2* и вилки *3*.

При замерах штихмассом определяется не абсолютная величина расстояния струны *4* от вала, а только величина отклонения струны от нулевого положения штихмасса. Точность замеров при условии правильности их выполнения достигает 0,01—0,005 *мм*, что вполне обеспечивает выявление отклонения оси вала в пределах принятых допусков.

Для обеспечения наиболее точного определения положения вала в процессе центровки необходимо:

а) весь цикл замеров по всем мерным сечениям выполнять одному поверяющему;

б) производство всех замеров осуществлять в одинаковых условиях;

в) не изменять длину штанги штихмасса в одном мерном сечении.

В современных конструкциях гидротурбин промежуточный вал применяется крайне редко.

Ниже будут рассмотрены порядок и условия проверки вертикальности вала турбины без промежуточного вала. Дополнительно будут даны также указания об особенностях центровки ротора турбины, имеющей промежуточный вал.

Определение уклона вала. При центровке одновального ротора турбины проверяется только положение геометрической оси вала и определяется величина отклонения этой оси от вертикали, так называемый уклон вала. Замеры положения оси вала относительно вертикальных струн, подвешенных в плоскостях X и Y, производятся в двух мерных сечениях. При этом верхнее мерное сечение располагается у верхнего фланца вала, а нижнее — в районе подшипника турбины. Для повышения точности центровки расстояния между мерными сечениями должны быть максимальными, а расстояния от струн до поверхности вала — минимальными.

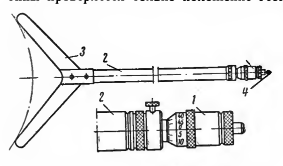


Рис. 8-44. Вилка для центровки вала турбины.

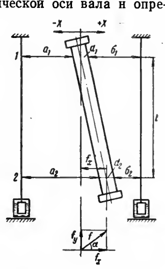


Рис. 8-45. Схема определения уклона вала.

Определение уклона геометрической оси вала производится из условия взаимной параллельности вертикальной оси агрегата и двух вертикальных струн. Из схемы, приведенной на рис. 8-45, видно, что

$$a_1 + \frac{d_1}{2} = a_2 + \frac{d_2}{2} - f_x;$$

$$б_1 + \frac{d_1}{2} = б_2 + \frac{d_2}{2} + f_x.$$

Вычитая второе равенство из первого, получим:

$$a_1 - б_1 = a_2 - б_2 - 2f_x.$$

Следовательно, величина отклонения нижнего конца вала от вертикали в плоскости X равна:

$$f_x = \frac{(a_2 - б_2) - (a_1 - б_1)}{2}. \tag{8-7}$$

Аналогично величина уклона в плоскости Y

$$f_y = \frac{(в_2 - г_2) - (в_1 - г_1)}{2}. \tag{8-8}$$

Абсолютная величина уклона

$$f = \sqrt{f_x^2 + f_y^2}. \tag{8-9}$$

Направление абсолютного уклона может быть определено при графическом сложении f_x и f_y либо из уравнения

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{f_x}{f_y}. \tag{8-10}$$

Относительный уклон вала равен:

$$\Delta f = \frac{f}{l}, \tag{8-11}$$

где f — уклон, *мм*;

l — длина вала между мерными сечениями, *м*.

Величина относительного уклона вала не должна превышать 0,02 *мм* на 1 *м* длины вала.

Из рассмотренного выше следует, что для центровки вала абсолютные величины расстояний от струи до поверхности вала не имеют значения и достаточно замерять только отклонения головки штихмасса от своего нулевого положения. Разница в диаметре вала в мерных сечениях также не влияет на величину уклона.

В связи с необходимостью высокой точности центровки вала замеры отклонений штихмасса должны выполняться особенно тщательно, и после производства замеров во всех сечениях следует проверить отсутствие ошибки при их выполнении, так как наличие ошибки может исказить результаты центровки и внести неопределенность в действительное положение вала. Учитывая, что абсолютная точность замеров невозможна, допускается некоторая погрешность в замерах при центровке, которая, однако, не должна превышать 0,05 *мм* и определяется по формуле

$$[(a_1 + б_1) - (a_2 + б_2)] - [(в_1 + г_1) - (в_2 + г_2)] \leq 0{,}05 \text{ мм}.$$

При большей погрешности замеры должны быть повторены.

Процесс центровки одновального ротора турбины осуществляется в следующем порядке:

1) производятся замеры от струи до вала во всех мерных сечениях;

2) определяется погрешность замеров;

3) вычисляется уклон геометрической оси ротора;

4) при необходимости исправляется положение вала и повторяется весь цикл замеров и вычислений.

Центровка должна производиться до тех пор, пока вал не будет установлен с необходимой точностью.

Изменение вертикальности вала у радиально-осевых турбин производится подбивкой с соответствующей стороны парных клиньев под нижним ободом рабочего колеса, а у поворотнолопастных — подтягиванием гаек подвесок. Величина подклинивания или подтягивания рабочего колеса для устранения недопусти-

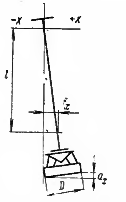


Рис. 8-46. Схема исправления положения вала.

мого уклона вала определяется из геометрического подобия треугольников (рис. 8-46):

$$a_x = f_x \frac{D}{l}; \quad a_y = f_y \frac{D}{l}; \quad a = \sqrt{a_x^2 + a_y^2} = f \frac{D}{l};$$

где a — величина подклинивания или подтягивания, *мм*;

f — величина уклона вала, *мм*;

D — наружный диаметр рабочего колеса, *м*;

l — длина вала между мерными сечениями, *м*.

Если проекция уклона получилась со знаком плюс, то нижний конец вала отклонен вправо и для придания вертикальности валу верхний конец его необходимо переместить вправо, для чего следует поднять левую сторону рабочего колеса на величину a_x. При знаке минус необходимо поднять правую сторону рабочего колеса и переместить верхний конец вала влево.

Рассмотрим численный пример подсчета уклона вала по полученным замерам. Для удобства запись замеров и вычислений целесообразно производить по форме, приведенной в табл. 8-13.

Таблица 8-13

Запись замеров и вычислений при определении уклона вала турбины

Замеры и вычисления	Обозначение замеров и вычислений	Замеры в мерных сечениях	
		1	2
$-X$	а	12,12	12,04
$+X$	б	18,25	18,25
$-Y$	в	24,40	24,43
$+Y$	г	26,65	26,52
Сумма замеров	а + б	30,37	30,29
	в + г	51,05	50,95
Погрешность вычислений	—	—	—0,04
Разность замеров	а — б	—6,13	—6,21
	в — г	—2,25	—2,09
Величина уклона	f_x	—	—0,04
	f_y	—	0,08
	f	—	0,09
	l	—	6,0
	Δf	—	0,015
Направление уклона	tg α	—	—0,5
	α	—	—26,5°

Полученные результаты вычислений по данным примера показывают, что замеры произведены достаточно правильно, так как погрешность их составляет 0,04 *мм*. Величина относительного уклона равна 0,015 *мм/м*, что не выходит из допусков. Абсолютный уклон составляет 0,09 *мм* и направлен под углом 26,5° между осями — X и $+Y$. Следовательно, ротор турбины установлен достаточно вертикально и центровка его может быть прекращена.

Центровка турбины с промежуточным валом. При наличии

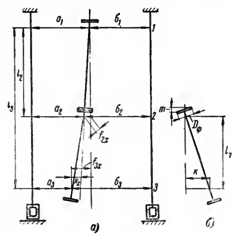


Рис. 8-47. Схема центровки турбины с промежуточным валом.

а — определение уклона и излома вала; *б* — определение величины шабровки фланца.

в турбине промежуточного вала отклонение линии вала от вертикальной оси в нижнем сечении равно геометрической сумме отклонений от уклона и излома во фланцевом соединении основного и промежуточного валов. Проверка положения геометрической оси вала производится также по струнам замерами в трех мерных сечениях (рис. 8-47,*а*). Замеры в двух верхних сечениях *1* и *2* определяют уклон оси промежуточного вала, а замеры в нижнем сечении *3* дают возможность определить общий уклон вала и излом его геометрической оси во фланцевом соединении. Уклон геометрической оси вала относительно вертикали определяется аналогично описанному выше и равен:

$$f_{3x}=\frac{(а_3-б_3)-(а_1-б_1)}{2};\quad f_{3y}=\frac{(в_3-г_3)-(в_1-г_1)}{2};$$

$$f_3=\sqrt{f_{3x}^2+f_{3y}^2}.$$

Величина относительного уклона $\Delta f_3=f_3/l_3$. Излом линии вала во фланцевом соединении возможен при неточности обработки торцевых поверхностей фланцев. Практически эта погрешность (торцевой бой фланцев) при изготовлении валов допускается до 0,02 *мм*.

Из геометрического подобия треугольников (см. рис. 8-47,*а*), образованных продолжением оси промежуточного вала и вертикалью, величина излома в плоскости *X*

$$k_x=f_{3x}-f_{2x}\frac{l_3}{l_2}. \tag{8-12}$$

Аналогично излом в плоскости *Y*

$$k_y=f_{3y}-f_{2y}\frac{l_3}{l_2}. \tag{8-13}$$

Абсолютная величина излома равна:

$$k=\sqrt{k_x^2+k_y^2}. \tag{8-14}$$

Вследствие возможного наложения погрешностей обработки торцевых поверхностей фланцев промежуточного и турбинного валов допускается излом геометрической оси вала:

$$k_{доп}\leqslant 0{,}02\cdot 2\frac{l_т}{D_ф}=0{,}04\frac{l_т}{D_ф}, \tag{8-15}$$

где $l_т$ — длина вала турбины между сечениями *2* и *3*, *м*;

$D_ф$ — диаметр фланца вала, *м*.

Центровка вала и производство замеров выполняются так же, как и при определении уклона. При вычислении проекций излома величины уклонов подставляются с их знаками, и полученный знак излома будет показывать, в какую сторону от оси промежуточного вала направлен излом вала турбины. Устранение недопустимого уклона вала производится способом, описанным выше.

Устранение излома вала во фланцевом соединении должно выполняться только шлифовкой одной из сопрягаемых поверхностей фланцев. В некоторых случаях (на небольших турбинах) для устранения излома возможен поворот фланца промежуточного вала относительно вала турбины. Устранение излома постановкой клиновидных металлических или бумажных прокладок между фланцами не должно допускаться.

Место необходимой шлифовки определяется направлением излома k, а величина глубины шабровки (рис. 8-47,*б*) равна:

$$m = k \frac{D_ф}{l_т},$$

где k — величина излома, *мм*;

$D_ф$ — диаметр фланца, *м*;

$l_т$ — длина вала турбины, *м*.

После устранения излома оси вала центровка ротора турбины должна быть повторена.

Пример центровки турбины с промежуточным валом приведен в табл. 8-14.

Таблица 8-14

Запись замеров и вычислений при определении уклона и излома вала турбины

Замеры и вычисления	Обозначения замеров и вычислений	Замеры в мерных сечениях		
		1	2	3
$-X$	*а*	12,12	12,04	12,00
$+X$	*б*	18,25	18,26	18,31
$-Y$	*в*	24,40	24,43	24,30
$+Y$	*г*	26,65	26,50	24,66
Сумма замеров	*а*+*б*	30,37	30,30	30,31
	в+*г*	51,05	50,93	50,96
Погрешность вычислений	—	—	—0,05	—0,03
Разность замеров	*а*—*б*	—6,13	—6,22	—6,31
	в—*г*	—2,25	—2,07	—2,36
Величина уклона	f_x	—	—0,045	—0,09
	f_y	—	0,09	0,055
	f	—	0,102	0,106
	l	—	5,0	9,0
	Δf	—	0,02	0,012
Направление уклона	tg α	—	—	—1,63
	α	—	—	—59°
Величина излома	k_x	—	—	—0,01
	k_y	—	—	—0,11
	k	—	—	0,11
Направление излома	tg β	—	—	0,91
	β	—	—	42°

Результаты центровки ротора турбины в рассмотренном примере показывают, что уклон вала находится в допустимых пределах. При длине вала $l_т = 4$ *м* и диаметре фланца $D_ф = 1{,}8$ *м* излом может быть допущен не более

$$k \leq 0{,}04 \cdot \frac{4}{1{,}8} = 0{,}09 \text{ мм}.$$

Фактический излом линии вала равен 0,11 *мм*. Превышение излома сверх допустимого является незначительным (0,02 *мм*), и вал можно оставить с таким изломом. Но он может быть и шлифован на величину

$$m = 0{,}11 \cdot \frac{1{,}8}{4} = 0{,}05 \text{ мм}.$$

Направление излома, а следовательно, и шлифовки 42° между осями $-X$ и $-Y$.

Результаты центровки ротора турбины фиксируются в специальном монтажном формуляре центровки.

8-9. ПОДШИПНИКИ ГИДРОТУРБИН

Монтаж турбинных подшипников всех конструкций производится, как правило, после соединения турбинного и генераторного валов. При этом вкладыш подшипника должен ставиться на место только по окончании центровки вала всего агрегата.

До начала монтажа подшипника все детали его на сборочной площадке должны быть тщательно очищены и промыты. Особое внимание следует уделять очистке литых деталей подшипника в труднодоступных местах. Вкладыш подшипника, даже при наличии заводского формуляра зазоров в подшипнике, следует проверить по валу с целью определения действительного зазора и степени касания поверхности вкладыша к шейке вала. Осуществлять такую проверку лучше в горизонтальном положении вала перед соединением его с рабочим колесом. Для этого сегменты вкладыша соединяют на рабочей шейке вала в кольцо и, поворачивая вкладыш по валу, замеряют снизу в четырех положениях диаметральный зазор по всей длине вкладыша. У подшипников с масляной смазкой необходимо также подшабрить вкладыш по валу до степени касания баббитовой поверхности вкладыша к шейке вала не менее чем в одной-двух точках на 1 $см^2$. Касание определяется при повороте вкладыша по краске (глазури), тонким слоем которой покрывается рабочая поверхность вала. Зазоры между валом и расточкой вкладыша, проверенные в четырех направлениях, не должны отличаться от проектных более чем на ±20%. Монтаж подшипника с масляной смазкой (см. рис. 3-22) начинается после центровки ротора турбины установкой сальникового уплотнения *9*, расположенного ниже подшипника, без набивки сальниковой прокладки. Затем корпус *2* подшипника собирается в кольцо вокруг вала и с помощью талей опускается на место. Выверка корпуса подшипника по валу производится отжимными болтами с замером штихмассом расстояний от посадочных поясов корпуса до поверхности вала. По окончании центровки вала гидроагрегата опускается на место и закрепляется вкладыш *3* подшипника. Проверка зазора между вкладышем и валом производится щупом в четырех направлениях. С целью проверки наличия зазора по всей высоте вкладыша такие же замеры выполняются индикатором при отжатии вала с помощью домкрата в сторону до отказа. После проверки зазоров положение корпуса подшипника фиксируется на крышке турбины постановкой контрольных шпилек. Затем устанавливается и расцентровывается по валу крышка подшипника *4*, производится набивка сальникового уплотнения и затягивание его. Монтируется также система подачи смазки подшипника.

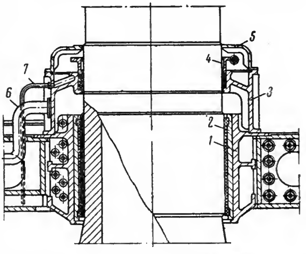


Рис. 8-48. Узел подшипника с резиновым вкладышем.

При монтаже подшипников с водяной смазкой (рис. 8-48) вначале устанавливается корпус *1* подшипника. В гидроагрегатах с подпятником, расположенным на крышке турбины, корпус подшипника устанавливается на место до монтажа опоры подпятника. Установка и выверка

корпуса и вкладыша *2* производятся аналогичио описаиному выше. После проверки зазоров в подшипиике и фиксации корпуса его устанавливается иа место и собирается с помощью талей ваина *3* подшипника, состоящая обычно из двух частей. Ванна расцентровывается по валу, закрепляется иа месте и фиксируется иа корпусе подшипника коитрольиыми шпильками. После этого укладывается сальниковая иабивка, устаиавливается и равиомерио затягивается груид-букса *4* сальника. Затягиваиие грунд-буксы должио производиться так, чтобы во время работы через сальник просачивалась вода, иеобходимая для смазки сальниковой иабивки. Крышка ваииы *5* перед закреплением иа место расцентровывается по валу. Затем к ванне подшипника присоединяются трубопровод подачи смазывающей воды *6* и трубка *7* для отвода воды, просачивающейся через сальиик.

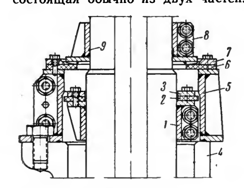
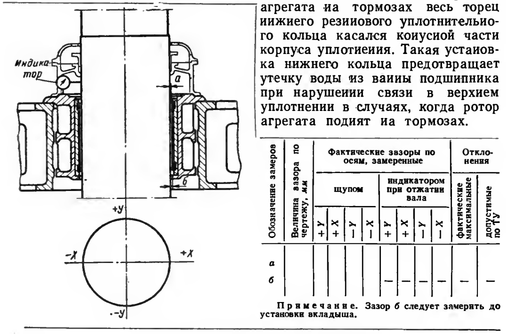


Рис. 8-49. Торцевое уплотиеиие вала турбины.

В связи с тем что иабивка сальниковых уплотиеиий вызывает в процессе эксплуатации быстрое истираиие вала или его рубашки, в последних коиструкциях гидротурбин иачали примеиять торцевые уплотиеиия (рис. 8-49), практически исключающие износ вала. Моитаж такого уплотиеиия начинается с установки иа вал и закреплеиия иижего вращающегося кольца *1*, состоящего из двух частей. На иижиее кольцо устаиавливается и склеивается также из двух частей иижиее резиновое уплотиительное кольцо *2*, закрепляемое иа месте прижимым кольцом *3*. Затем устаиавливается, расцентровывается по валу и закрепляется иа ваиие *4* подшипника корпус *5* уплотнения. Нижиее металлическое кольцо должио быть устаиовлеио по высоте так, чтобы при подъеме ротора агрегата иа тормозах весь торец иижиего резиiового уплотнительиого кольца касался коиусиой части корпуса уплотиеиия. Такая устаиовка нижнего кольца предотвращает утечку воды из ваииы подшипника при нарушеиии связи в верхием уплотнении в случаях, когда ротор агрегата подият иа тормозах.



Обозначение замеров	Величина зазора по чертежу, *мм*	Фактические зазоры по осям, замеренные								Отклонения	
		щупом				индикатором при отжатии вала				фактические максимальные	допустимые по ТУ
		+Y	+X	−Y	−X	+Y	+X	−Y	−X		
а											
б						—	—	—	—	—	—

Примечание. Зазор *б* следует замерить до установки вкладыша.

Рис. 8-50. Формуляр подшипника турбины.

Верхнее резиновое уплотнительное кольцо *6* устанавливается на корпус уплотнения и закрепляется на нем металлическим прижимным кольцом *7*. На валу турбины крепится верхнее кольцо *8* уплотнения, состоящее из двух частей, к которому снизу приварен конусный нажимной пояс. Верхнее кольцо устанавливается на валу в таком положении, чтобы нажимной пояс всегда находился в плотном контакте с резиновым кольцом по всей поверхности. Уплотнение по валу и в стыках всех колец и корпуса осуществляется с помощью резинового шнура *9* и прокладок.

По окончании монтажа подшипника проверяются также зазоры между нижними торцевыми плоскостями корпуса и вкладыша подшипника, которые должны превышать величину подъема ротора гидроагрегата на тормозах не менее чем на 5 *мм*. Зазоры, замеренные при окончательной проверке подшипника, заносятся в монтажный формуляр (рис. 8-50).

8-10. МОНТАЖ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Монтаж механизма регулятора по характеру работ и времени их выполнения можно разделить на три этапа.

Первый этап является процессом чисто установочных работ и охватывает монтаж маслонапорной установки (МНУ), колонки управления регулятора напорного и сливного масляного трубопровода, передачи обратной связи, контрольной аппаратуры, служебных трубопроводов и воздухопроводов.

Второй этап монтажных работ заключается в проверке установки и действия отдельных механизмов регулятора, наладке их работы, заполнении системы регулирования маслом, проверке работы направляющего аппарата и механизма поворота рабочих лопастей. Работы этого этапа выполняются по окончании монтажа турбины до заполнения спиральной камеры водой.

На третьем этапе производятся проверка, наладка и испытание системы регулирования после заполнения спиральной камеры водой и опробование системы регулирования в период пуска гидроагрегата.

Таблица 8-15

Допуски на установку маслосливного бака и масловоздушного котла МНУ, колонок управления регулятора и комбинатора, маслоприемника

Характер отклонения	Место замеров	Допустимое отклонение, *мм*
Смещение осей колонок или бака МНУ	От осей колонок или бака МНУ до осей агрегата	5
Непараллельность осей колонок или бака МНУ (на 1 *м* длины)	То же	1
Отклонение от проектной высотной отметки	Опорная поверхность фундаментной рамы колонок или поверхность бака МНУ	5
Негоризонтальность (на 1 *м* длины)	В колонке регулятора — верхняя полка, в колонке комбинатора — фундаментная рама, в баке — опорная поверхность под котел	1
	Нижний опорный фланец маслоприемника	0,05
Соосность маслоприемника валу агрегата	Неравномерность зазоров между гребенками основания маслоприемника и маслоотражателя	0,15

Ревизия механизмов системы регулирования заключается в разборке их, очистке деталей от консервирующего покрытия, смазке турбинным маслом и сборке. При ревизии котла и бака маслонапорной установки

производятся расконсервация нх, проверка фланцев, зачнстка забонн н вмятин, проверка резьб, тщательная очнстка внутреннх поверхностей. В колонке управлення удаляется консервацня с поверхностей всех механнзмов, расположенных внутрн колонкн. Проверяется состоянне деталей с разборкой отдельных механизмов, смазкой н последующей сборкой нх. После расконсервацни маслопрнемннка производнтся внешннй осмотр его деталей, очнстка каналов, проверка двнження штангн во втулке маслопрнемника. Ревнзню маслонапорной установкн н колонкн управлення лучше выполнять после установкн нх на место н бетонировання.

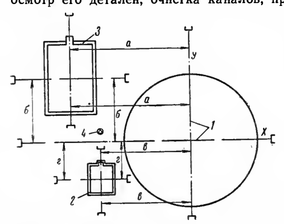


Рис. 8-51. Схема фундаментов МНУ и колонки управлення регулятора.

1 — осн агрегата; *2* — фундамент колонки управления; *3* — фундамент МНУ; *4* — репер.

Оборудованне системы регулнровання обычно устанавливается в машннном зданнн на отметке его пола н лишь в некоторых случаях ннже отметкн пола. До начала монтажа проверяется состояние фундаментов н штраб н пронзводнтся разбивка установочных осей МНУ и колонкн управлення относительно главных осей агрегата, вынесенных на отметку машнного здания (рнс. 8-51). Разбнвка установочных осей может пронзводнться с помощью осевых струн, натянутых иа прнваренные для этой целн скобы, либо непосредственно замерамн расстояннй этнх осей от главных осей агрегата с нанесеннем установочных осей меловой чертой на фундаменте. Высотное положенне фундаментов проверяется от репера, вынесенного в район установкн регуляторного оборудовання. Допускн на установку сливного бака н масловоздушного котла МНУ, колонок управлення регулятора н комбинатора прнведены в табл. 8-15.

Оборудоваине снстемы регулнровання может монтнроваться сразу по готовности его фундаментов н пола машнного здання, одновременно с моитажом деталей н узлов турбины н генератора.

Сливной бак МНУ опускается в штрабу н устанавлнвается на фундамент на заранее уложенные металлнческне подкладкн. Выверка бака по высоте н горнзонтальностн выполняется ннвелнрованнем по реперу с нзмененнем высотного положення подкладками. В плане бак проверяется по заводским осевым меткам, которые должны совпадать с установочными осямн, нанесенными на фундаменте. По окончанни выверкн бак раскрепляется в штрабе, а установочные подкладкн свариваются между собой и приварнваются к баку и выпускам арматуры. Затем пронзводятся бетоинрование штрабы и подливка бетоном бака.

Установка масловоздушного котла на бак производится после затвердения бетона. На бак устанавливаются масляные насосы с двнгателямн н отцентровываются так, чтобы нх осн совпадалн между собой с точностью до 0,05 *мм*. Центровка пронзводится по полумуфтам замерамн зазора между ннми и уступа между образующнмн полумуфт. Вся фланцевая арматура и аппаратура устанавлнваются на прессшпановых прокладках, покрытых маслостойкнм лаком н эмалью. Регулнровка клапанов н реле давления производится в процессе пуско-наладочных работ. В последннх конструкцнях МНУ масловоздушный котел устанавливается отдельно от бака на своей фундаментной раме. В этнх случаях котел монтнруется н выверяется аналогнчно слнвному баку.

Колонка управлеиня регулятора может монтнроваться на заранее устаиовлеиной и вывереиой фуидаметиой раме. Одиако удобнее фуидаметиую раму соедииять с колонкой управления на моитажной площадке и в собраиином виде устаиавливать на фундамеит. Выверка колоикн по высоте, горизонтальиости и в плане, а также раскрепление и бетоинроваине ее выполняются так же, как н бака МНУ. По окончании твердення бетоиа пронзводятся ревнзня механнзмов колоики управления и прнсоедииенне к ннм передач обратной связи, а также подгоика и присоединение снстемы масляиых трубопроводов.

Маслоприемник поворотиолопастной турбиины устаиавливается обычно на статоре возбудителя, н поэтому монтаж его производится после окоичаиия монтажа возбуднтеля. До этого времени производится контрольная сборка маслопрнемиика на монтажиой площадке с целью проверки концентрнчиостн корпуса маслопрнемиика с его осиованнем. Для выверки основание маслоприемннка устаиавливается горизоитально по уровию. На гребеику лабнриита основаиия ставится несколько металлических пластииок, общая толщиина которых должиа быть равиа торцевому зазору между подвижной н неподвижиой гребенками лабирннта. После этого иа основанне устаиавливается маслоотражатель с опираиием иа уложеиные пластиики и расцентровывается по зазорам в лабнриите. Неравиомерность зазоров между гребеиками основания маслопрнемннка и маслоотражателя согласио нормам не должиа превышать 0,15 *мм*. Высотное положение маслоприемиика отноcнтельно неподвнжной гребеики фиксируется рисками.

Затем на основанне маслопрнемннка устаиавливается корпус вместе с буксой н его штангой. Выверка соосиости корпуса и осиования пронзводнтся по равиомериости зазоров между центрнрующим буртиком маслоотражателя и иаружной штангой маслопрнемиика. Несоосность корпуса маслоприемннка н его осиоваиия допускается не более 0,1 *мм*. Одновремеиио проверяется легкость двнжеиия наружиой и виутренией штаиг во втулках корпуса и буксы маслоприемиика. Прн иеобходимостн допускается шабровка броизовых втулок в пределах проектных зазоров. Расцентрованный корпус маслоприемника фиксируется на его осиовании коитрольнымн штнфтами, после чего маслоприемник разбирается для установкн на место. До монтажа маслопрнемннка должна быть провереиа соосность иадставки и вала геиератора.

При монтаже маслопрнемннка основанне его устаиавлнвается по осевым заводским меткам на корпус возбуднтеля, посадочиое место иа котором должио быть строго горизонтальиым. Для защиты от блуждающнх токов между основаинем маслопрнемиика и возбуднтелем устанавлнваются изоляциоиные прокладки, болты в отверстии изолируются втулками, а под головки болтов ставятся нзоляционые шайбы. Маслоотражатель устанавлнвается иа иадставку вала и цеитрируется по посадочному буртику в надставке, после чего осиование выверяется по зазору между гребенкамн лабирннта, велнчнна которого была замереиа при контрольиой сборке. Высотиое положение основания проверяется по рискам, иаиесеиным раиее на гребенке. При этом негоризоитальиость верхиего опориого флаица осиоваиия не должна быть более 0,05 *мм* на 1 *м* его диаметра. Корпус маслоприемника опускается на место с закреплеиион в нем буксой, и положеиие его фикснруется контрольными штнфтами, установлеииымн во время коитрольиой сборки. При опусканнн корпуса верхняя плоскость его должна быть горизоитальной, для того чтобы нзбежать задиров броизовых втулок корпуса и буксы. Зазоры между штангами маслоприемника и бронзовыми втулками должиы быть концеитричнымн, так как иначе возможно защемлеине штаиг во втулках прн вращеини и осевом перемещеннн их в работающем агрегате. Проверка устаиовкн маслоприемннка фнкснруется в монтажном формуляре, приведенном на рнс. 8-52.

Генератор маятннка регулятора устанавлнвается на корпусе маслопрнемннка по осевым меткам с проверкой горизонтальности его по уровню. Прнцентровка маятинка к маслоприемику пронзводится по шлнцевому валнку ротора, который должен легко входнть в отверстие штангн. Для этого перед монтажом геиератора валнк снимается, а генератор устанавливается так, чтобы валик свободио входнл в отверстие штанги н в заточку ротора, после чего корпус генератора закрепляется на маслопрнемннке и фнксируется штифтами, а валнк соеднняется с ротором. Проверяется величниа мертвого хода ротора, который возможен при чрезмерных зазорах в шпонке нлн шлицах валика.

В обратной связи регуляторов современных конструкций применяются в осиовном жесткие — рычажиые или гибкне — тросовые передачи.

Монтаж рычажной передачн обратной связи заключается в установке промежуточиых опор — кронштейнов, монтаже тяг, выверке нх длии и соединеиин концов передачн с соответствующнми

Обозиачеиия	Размеры, *мм*	
	по чертежу	фактические
а		
б		
в		

Обоаначения	Размеры по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*				Отклонения, *мм*	
		+ *Y*	+ *X*	— *Y*	— *X*	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇1	(*м*)						
г							

Примечания: 1. Размер *в* принимается по формуляру завода.
2. Размеры *а*, *б* и *в* следует определить до установки маслоприемника на место.

Рис. 8-52. Формуляр установки маслоприемника.

механизмами. Кроиштейны передачи устанавлнваются на закрепленных в бетоне фундамеитных плнтках. Проверка правильиостн осевого положення кроиштейиов выполняется с помощью струи, а высотное положение нх проверяется ннвелированием. После установкн н предварнтельной выверкн кронштейнов фундаментные плнткн подлнваются бетоном, и окончательная проверка передачн производится по затвердении бетона. Регулировка длины тяг выполняется в среднем положении сервомотора направляющего аппарата с помощью резьбового соедниения тяг с их головками. В отрегулированном положенин тяги застопориваются коитргайкамн. После проверкн правнльностн передачн по всему ходу иаправляющего аппарата, в том чнсле и в закрытом положенин, коитргайки тяг фикснруются штнфтамн. Прн проверке передачи следует стремнться к всемерному уменьшенню зазоров в шарнирных соедниеннях, так как налнчне мертвого хода в передаче приведет к ее колебанням и неустойчнвостн снстемы регулнрования. Проверка мертвых ходов в передачах

обратной связи производится при наличии давления в системе регулирования.

Гибкие передачи обратной связи выполняются обычно тросом диаметром 6 *мм* с прокладкой его в газовых трубах, монтируемых по трассе напорного маслопровода. В изгибах трассы устанавливаются угольники с направляющими шарнирами на шариковых опорах. При монтаже передачи вначале устанавливаются и крепятся трубы со снятыми угловыми шарнирами, а затем в них протягивается трос и устанавливаются шарниры. Соединение троса с механизмами производится в натянутом состоянии троса с помощью заделанных в него наконечников. Монтаж тросовых передач значительно проще, чем рычажных, так как не требует сложных выверок положения кронштейнов и установления длины каждой тяги.

Масляные и воздушные трубопроводы системы регулирования диаметром от 40 *мм* и выше выполняются из стальных труб, соединяемых между собой и с фланцами электросваркой. Часть трубопроводов поставляется обычно в виде заготовок с соответствующими гибами и припусками, а вся сборка и сварка их производится на монтаже. Трубопроводы диаметром до 30—40 *мм* изготовляются из стальных или медных труб с муфтовыми соединениями.

Монтаж трубопроводов включает следующие основные операции: заготовку отдельных труб, предварительную сборку трубопроводов, сварку их, обработку фланцев, гидравлические испытания отдельных труб и участков, очистку труб, окончательную установку трубопровода в проектное положение и гидравлическое испытание трубопровода.

Заготовка труб производится с помощью снятых по месту шаблонов из проволоки диаметром 5—8 *мм* для труб длиной до 2—3 *м*, а для труб длиной более 3—4 *м* — из трубок диаметром 15—20 *мм*. Гнутье труб, предварительно нагретых в горне или форсунками, выполняется вручную или с помощью лебедки. Трубы диаметром до 180 *мм* могут гнуться на специальном гибочном станке. Затем производится предварительная сборка трубопровода, заключающаяся в установке труб по трассе трубопровода и прихватке электросваркой промежуточных стыков, фланцевых соединений и концевых фланцев труб, после чего трубопровод снимается и выполняются окончательная заварка стыков труб и приварка фланцев.

Вследствие нагрева при электросварке фланцы труб обычно деформируются, и поэтому соединительные поверхности фланцев после сварки должны быть обработаны, т. е. проточены или припилены по плите. Припиловка фланцев труб может производиться вручную, но при фланцах больших диаметров она очень сложна и трудоемка. С целью упрощения этих работ фланцы труб диаметром свыше 100 *мм* протачиваются специальным приспособлением с ручным или пневматическим приводом. После проточки фланцы напорных трубопроводов следует проверить по плите и при необходимости припилить и пришабрить.

По окончании приварки и подгонки фланцев отдельные трубы и участки напорного трубопровода испытываются в течение 5 *мин* гидравлическим давлением, равным 1,5 нормального рабочего давления. Сливные трубопроводы рекомендуется испытывать давлением 8 $кГ/см^2$. Для испытания фланцы труб закрываются металлическими заглушками, затем трубы заполняются водой и с помощью ручного пресса создается требуемое испытательное давление. Протечки в сварных швах и фланцевых соединениях трубопровода, вентилей и клапанов не допускаются. При обнаружении протечек в сварных соединениях неплотный шов вырубается и заваривается вновь.

Внутренние полости труб очищаются от грязи, песка и окалины обычно до гидравлических испытаний. Для этого производится легкое

наружное обстукивание труб с последующей очисткой их металлическими щетками или ершами. Очищенные и испытанные трубы протираются насухо чистыми тряпками без ворса и смазываются маслом, и если сразу не производится их установка, то отверстия труб временно закрываются деревянными пробками или заглушками.

Элементы трубопроводов по окончании очистки их устанавливаются на место, прочно закрепляются и присоединяются к регулирующим органам на заранее подготовленных прокладках. Материал прокладок зависит от назначения трубопровода и может быть выбран по табл. 8-16. В местах присоединения труб не должно создаваться усилий, вызываемых деформацией труб во время их сборки.

Таблица 8-16

Прокладочные материалы для соединений трубопроводов

Назначение трубопровода	Давление, $кГ/см^2$	Материал прокладок	Толщина, *мм*	Материал для смазывания прокладок
Масляный напорный трубопровод (фланцы пришабриваются)	40	Прессшпан	0,5—0,6	Бакелитовый лак, шеллак
Масляный сливной трубопровод (фланцы припиливаются)	—	"	1—1,5	Бакелитовый лак
Воздушный трубопровод (фланцы пришабриваются)	40	"	0,8—1,0	То же
Воздушный трубопровод (фланцы припиливаются)	6	Резина Прессшпан Картон	3—4 2—3 2—3	" " Свинцовый сурик, белила
Водяной трубопровод высокого давления (фланцы припиливаются)	20	Прессшпан	1,5—2,0	То же
Водяной трубопровод низкого давления	5	Резина Прессшпан Картон	3—4 2—3 2—3	Сурик, олифа
Масляные и воздушные трубопроводы медные на муфтовых соединениях	40	Медное отожженное кольцо	1,5—2,0	—
Водяной трубопровод на резьбовых соединениях	5	Чесаный лен	—	Свинцовый сурик, белила

Полностью смонтированный трубопровод испытывается в течение 5 *мин* гидравлическим давлением, равным 1,25 нормального рабочего давления. Во время испытаний производится осмотр трубопровода с целью выявления и устранения протечек во фланцевых соединениях.

По окончании монтажа системы регулирования производится заполнение ее маслом. Перед заполнением все масляные емкости, трубопроводы и механизмы кинематики системы должны быть осмотрены и тщательно очищены. Вначале масло из трубопровода масляного хозяйства станции наливается в сливной бак до верхней отметки по указателю уровня, а из бака перекачивается насосом МНУ в масловоздушный котел. Нормально котел заполняется маслом до половины маслоуказателя, что соответствует обычно 40% его объема, а остальной объем заполняется воздухом под давлением, равным давлению масла в котле.

Для выполнения гидравлического испытания котел заполняется маслом полностью с помощью насоса МНУ. Воздух из котла выпускается через верхнее отверстие в котле, которое после заполнения котла маслом закрывается пробкой. Ручным гидропрессом давление в котле поднимается до 1,25 рабочего и выдерживается в течение 10 *мин.* Затем давление в котле снижается до рабочего и производится осмотр котла.

По окончании испытания давление в котле снимается и масло спускается в сливной бак, а МНУ настраивается на пониженное давление (6—10 $кГ/см^2$), достаточное для наладочных работ по системе регулирования, выполняемых до заполнения спиральной камеры водой.

Окончательное заполнение системы регулирования маслом производится с таким расчетом, чтобы все трубопроводы были полностью заполнены, а в котле и сливном баке МНУ масло находилось на нормальном уровне. Заполнение следует производить осторожно, не допуская нахождения в это время кого-либо из работающих на маслоприемнике, рабочем колесе, в спиральной камере и на крышке турбины. Давление масла необходимо поднимать постепенно, перемещая несколько раз поршни сервомоторов в их крайние положения с целью вытеснения воздуха из системы регулирования. При быстром заполнении системы регулирования маслом могут образоваться воздушные мешки, которые будут способствовать возникновению толчков и ударов в системе.

Заполнение системы маслом заканчивается, когда давление на манометрах, подключенных к главным золотникам, будет равно давлению в масловоздушном котле МНУ.

8-11. МОНТАЖ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ ГИДРОТУРБИН

Лекажный агрегат устанавливается в шахте турбины ниже сервомоторов направляющего аппарата. Перед установкой агрегата на место необходимо опробовать вручную легкость вращения насоса, проверить работу поплавка, переключающего контакты, осмотреть фильтры, а внутренность бачка тщательно очистить. При установке и закреплении лекажного агрегата необходимо следить за тем, чтобы не была нарушена центровка электродвигателя с насосом. После установки и закрепления агрегата к нему подсоединяются сливные и напорный маслопроводы.

Дренажные насосы поступают с завода обычно в собранном виде с электродвигателем на общей фундаментной плите. После ревизии насос устанавливается в нише шахты или на крышке турбины. При ревизии и монтаже следует проверить плотность корпуса насоса в стыковых соединениях, а также центровку насоса с электродвигателем проворотом их ротора вручную. Включение насоса в работу и выключение его производятся специальным реле уровня, установленным на крышке турбины.

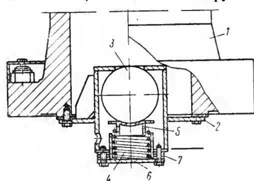


Рис. 8-53. Обратный воздушный клапан.

Эжектор, являющийся резервом дренажного насоса, устанавливается в крышке турбины в непосредственной близости к воде, так как он может работать лишь с ограниченной высотой всасывания.

Клапаны срыва вакуума поступают в собранном виде, и поэтому монтаж их заключается в установке клапанов на место, присоединении к подводящему воздухопроводу и проверке их действия. На монтажной площадке до установки клапана поршень и цилиндр его заполняются маслом, и воздействием от руки на ролик с помощью рычага проверяются ход клапана и время его закрытия, которые должны соответствовать заводским данным. Проверяется также плотность клапана наливом воды

на его тарелку. Протечек воды при этом не должно быть. Окончательная проверка действия клапана срыва вакуума и закрепление клина на регулирующем кольце производятся при работающем направляющем аппарате.

Для защиты рабочего колеса радиально-осевой турбины, его камеры и отсасывающей трубы от кавитации применяется впуск воздуха под рабочее колесо через осевое отверстие в валу агрегата. Регулирование количества и времени подачи воздуха производится **обратным воздушным клапаном** (рис. 8-53), который, как правило, устанавливается на нижнем фланце вала турбины *1*. Клапан состоит из корпуса *2*, деревянного шара *3*, пружины *4*, седла клапана *5* и крышки *6*. Нормально шар с резиновой оболочкой прижат к отверстию клапана пружиной и не пропускает воздуха. При достижении заданного вакуума в отсасывающей трубе шар отжимается и пропускает атмосферный воздух в область рабочего колеса. До установки клапана на место необходимо проверить легкость хода его и величину перемещения. Открытие клапана регулируется толщиной прокладок *7*, устанавливаемых под крышку клапана. Головки всех болтов после регулирования и установки клапана привариваются точечной электросваркой.

Центробежный выключатель (реле оборотов) предназначен для подачи электрического импульса на закрытие запирающих устройств турбины при разгоне гидроагрегата. Выключатель настраивается на срабатывание при соответствующей скорости вращения во время заводских испытаний; при монтаже производятся лишь осмотр его и опробование действия контактного устройства. Устанавливается центробежный выключатель обычно сверху генератора маятника регулятора.

Для постоянного визуального наблюдения за работой турбины и ее отдельных узлов применяются различные приборы, располагаемые в шахте турбины и дублируемые на щитах управления: манометры, вакуумметры, термометры и др. По своему назначению приборы эти могут быть разделены на три группы:

1) приборы, показывающие давление воды в турбине — над рабочим колесом, в спиральной камере, в отсасывающей трубе;

2) приборы, контролирующие работу подшипника турбины — температуру смазывающей или охлаждающей воды, температуру масла, температуру тела вкладыша подшипника, давление воды или масла и др.;

3) приборы, контролирующие работу сальникового уплотнения вала — температуру сальника, давление воды и др.

8-12. ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА КОВШОВЫХ ГИДРОТУРБИН

Общие методы монтажа ковшовых гидротурбин аналогичны методам монтажа реактивных турбин. Однако технология монтажа вследствие их конструктивного отличия от реактивных турбин является специфичной.

Технологический процесс монтажа вертикальной ковшовой турбины может осуществляться в следующем порядке:

1) приемка и подготовка места установки турбины;
2) монтаж облицовки турбинной камеры и служебного настила;
3) монтаж распределительного коллектора;
4) установка подводящих трубопроводов;
5) монтаж кожуха турбины;
6) монтаж опоры генератора;
7) установка сопел;
8) проверка установки и бетонирование закладных частей;
9) монтаж сервомоторов сопел и отклонителей;
10) монтаж отклонителей;

11) установка ротора турбины на место и центровка его;
12) установка крышки турбииы;
13) моитаж мехаиизмов регулирования;
14) монтаж служебных мехаиизмов турбииы;
15) моитаж геиератора;
16) соедииеиие валов и центровка агрегата;
17) установка подшипника турбины.

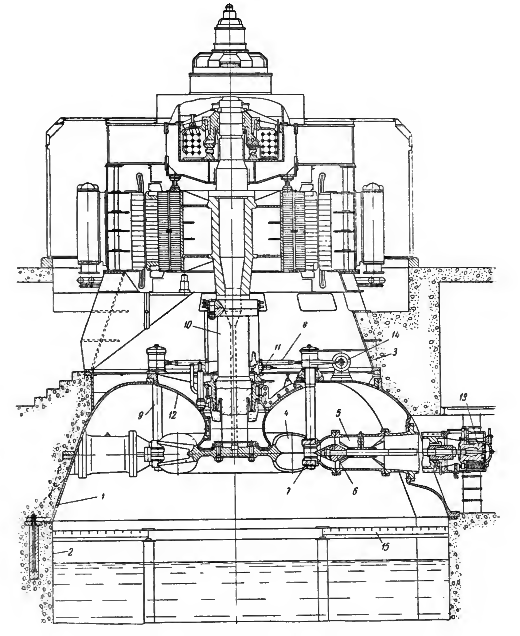


Рис 8-54. Вертикальный гидроагрегат с ковшовой турбиной.

В качестве примера ниже кратко рассмотрен процесс монтажа вертикальной одноколесиой двухсопловой ковшовой турбины (рис. 8-54) мощиостью 40 тыс. *квт* со скоростью вращения 300 *об/мин* при иапоре-

443 *м*. К закладным частям этого гидроагрегата относятся: коллектор, турбинный трубопровод, кожух турбины *1*, облицовка турбинной камеры *2*, опора генератора *3*. Рабочими механизмами турбины являются: рабочее колесо *4*, сопла *5* с иглами *6*, отклонители струи *7* с тягами *8* и валом *9*, вал турбины *10*, направляющий подшипник *11*, крышка турбины *12*, сервомотор сопла *13*, сервомотор отклонителя *14*.

Монтаж облицовки камеры турбины производится обычным бесштрабным способом с последующим бетонированием ее. При этом приварка верхнего фланца облицовки производится после установки, выверки и закрепления на месте кожуха турбины, до его бетонирования. Служебный настил *15*, предназначенный для осмотров и ремонтов рабочих механизмов турбины в процессе эксплуатации, удобнее устанавливать одновременно с монтажом турбинной камеры, так как иначе под турбиной необходимо сооружать временный монтажный настил.

Затем монтируется коллектор, который является промежуточным распределительным звеном между напорным трубопроводом и трубопроводом, подводящим воду непосредственно к соплам турбины. В зависимости от количества сопел и конструкции коллектора его можно устанавливать либо в полностью собранном виде, либо отдельными элементами со сборкой их на месте установки в проектном положении. После предварительной выверки коллектора по высоте и положению в плане с помощью парных клиньев или домкратов в штрабы опускаются фундаментные болты коллектора.

Учитывая, что трубопроводы, соединяющие коллектор с соплами, работают под высоким давлением, необходимо тщательно проверять поверхности фланцев с помощью контрольной линейки, не допуская забоин и рисок на них. Фланцевые соединения уплотняются резиновым шнуром по центрирующему буртику фланца и затягиваются припасованными болтами так, чтобы щуп 0,03 *мм* не проходил в соединение. По окончании установки трубопроводов фланцы, соединяющиеся с корпусом сопел, проверяются по высоте и вертикальности положения их плоскостей.

Кожух турбины, состоящий из двух разъемных поясов, может монтироваться блоком, собранным на монтажной площадке, либо собираться на месте установки. До установки нижнего пояса или собранной камеры на место к нижнему фланцу кожуха присоединяется фланец облицовки камеры турбины. Установленный кожух нижним фланцем опирается на металлические прокладки, располагаемые рядом с фундаментными болтами. Затем на кожух устанавливается и закрепляется опора генератора, являющаяся одновременно и облицовкой шахты турбины. Выверка кожуха турбины производится одновременно со всеми установленными закладными частями турбины. Высотное положение кожуха выверяется с помощью парных клиньев или домкратов, устанавливаемых под опорный фланец кожуха. Проверяются также положение в плане и горизонтальность плоскости верхнего фланца кожуха. По окончании выверки кожуха устанавливаются и бетонируются фундаментные болты. Одновременно бетонируются также и фундаментные болты коллектора. Бетонирование закладных частей должно производиться только после установки сопел с насадками и иглами и выверки их совместно с закладными частями.

В процессе дальнейшего монтажа должны быть установлены сопла с иглами. В приведенной конструкции турбины сопла имеют индивидуальные сервомоторы, поэтому монтаж сопел и сервомоторов может осуществляться заранее собранным блоком. При невозможности блочной установки сопла и сервомоторы монтируются отдельными элементами. В этом случае вначале устанавливается колено сопла и присоединяется к подводящему трубопроводу и кожуху турбины, после чего

к колену присоединяется корпус сопла, устанавливаются игла и насадка и производится монтаж сервомотора.

По окончании монтажа сопел производится проверка правильности их установки относительно плоскости верхнего фланца кожуха турбины, так как в дальнейшем эта плоскость будет служить базой для установки рабочих механизмов турбины и монтажа генератора. До начала проверки фундаментные болты кожуха турбины и коллектора должны быть полностью затянуты с последующей проверкой горизонтальности плоскости верхнего фланца кожуха и положения фланца в плане. В многосопловых конструкциях ковшовых турбин для проверки установки сопел на отметке их оси сооружается строганый деревянный настил. К каждому насадку сопла прикладывается и центрируется по его расточке специальный шаблон, при помощи которого определяется положение центра турбины относительно насадков. Совпадение этого центра с осью агрегата, а следовательно, и с осью верхнего фланца кожуха проверяется отвесом, опущенным из пересечения главных осей агрегата. Высотное положение игл проверяется замером рулеткой расстояния от носика иглы до плоскости верхнего фланца кожуха. Для этого все иглы выдвигаются так, чтобы носики их были в одной вертикальной плоскости с торцом насадок. Если коллектор монтируется раньше напорного трубопровода, то проверяются также вертикальность присоединительного фланца коллектора и его положение в плане и по высоте. По окончании проверки закладных частей производятся подгонка и приварка облицовки камеры к кожуху, после чего все закладные части бетонируются. Перед сдачей под бетонирование положение верхнего фланца кожуха турбины должно быть проверено вновь.

Для монтажа рабочего колеса на служебном настиле устанавливаются выкладки с домкратами так, чтобы рабочее колесо располагалось на них несколько ниже проектной отметки. Опущенное на настил рабочее колесо с валом устанавливается вертикально и предварительно расцентровывается по верхнему фланцу кожуха турбины. Затем на место устанавливается и собирается крышка турбины, состоящая из двух частей. Окончательная выверка ее производится после центровки вала агрегата.

Монтаж сервомоторов управления иглой сопла, поступающих в собранном виде, заключается в установке их на колено сопел и соединении с иглой. Сервомотор управления поворотом отклонителя устанавливается на крышку турбины и соединяется системой тяг и рычагов с отклонителями обоих сопел. При этом вначале устанавливается и подвешивается на рычаге вал отклонителя, а затем монтируется сервомотор и соединяется тягами с рычагами обоих отклонителей.

После установки ротора генератора его вал прицентровывается к валу турбины, и затем производится соединение валов турбины и генератора, для чего рабочее колесо турбины приподнимается домкратами. В процессе центровки агрегата рабочее колесо устанавливается по оси агрегата на равном расстоянии от сопел и так, чтобы ножи ковшей располагались в одной горизонтальной плоскости со средней линией игл сопел с точностью до $\pm 1{,}0$ *мм*. Выверка рабочего колеса по высоте осуществляется с помощью подкладок, устанавливаемых под корпус статора генератора. По окончании центровки агрегата крышка турбины расцентровывается по валу, полностью закрепляется на кожухе и фиксируется контрольными штифтами. Затем устанавливается на место вкладыш подшипника турбины и проверяется кинематика механизма поворота отклонителей. Результаты центровки агрегата, высотное положение рабочего колеса, а также величина зазоров в подшипнике и в лабиринтных уплотнениях заносятся в монтажный формуляр.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

9-1. ОРГАНИЗАЦИЯ СБОРКИ И МОНТАЖА ГЕНЕРАТОРОВ

Вертикальные гидрогенераторы небольшой и средней мощности обычно поступают на монтаж отдельными собранными транспортабельными узлами: ротор, статор, верхняя и нижняя крестовины и др. Монтаж таких генераторов сводится к установке на место отдельных узлов, соединению их между собой и проверке собранного генератора.

Монтаж крупных вертикальных генераторов значительно сложнее. Монтажному персоналу, кроме основных монтажных операций по сборке, установке, выверке и креплению деталей и узлов, приходится выполнять дополнительно ряд заводских операций по контрольной сборке узлов и слесарной подгонке деталей, вследствие того что полная сборка крупных генераторов и пуск их в работу впервые производятся на месте установки. К таким операциям относятся: контрольно-укрупнительная сборка ротора, укрупнительная сборка статора, нижней и верхней крестовин, подгонка кожухов и перекрытий и др.

Для обеспечения производства монтажа гидроагрегатов в минимально возможные сроки монтажные операции по генератору вначале следует развертывать в двух направлениях:

1) производство работ на монтажной и внешних сборочных площадках по укрупнительной сборке ротора и статора и подготовке их к опусканию в шахту, сборке верхней и нижней крестовин и других узлов;

2) выполнение работ в шахте агрегата по установке нижней крестовины и статора.

В дальнейшем эти направления объединяются, и после установки ротора на место все работы сосредоточиваются в основном в шахте агрегата.

Основными техническими требованиями, выполнение которых определяет и обеспечивает качество работ по монтажу вертикальных генераторов, являются:

тщательная выверка деталей при сборке и установке и надежное закрепление их;

точность положения оси вала генератора и совмещение ее с осью турбины;

правильное положение ротора генератора в подшипниках;

обеспечение нормальных температурных колебаний подшипников и подпятника, не выходящих из пределов, установленных заводом-изготовителем;

обеспечение допустимых величин вибрации опор и деталей в работающем генераторе.

Проверка правильности установки деталей и узлов генератора при монтаже производится по фактическому положению смонтированной гидротурбины. При этом положение гидрогенератора относительно вертикальной оси агрегата определяется положением оси выверенного вала турбины, а высотное положение — отметкой верхней плоскости фланца этого вала.

Возможная технологическая последовательность монтажа вертикального гидрогенератора подвесного типа с радиально-осевой турбиной схематично приведена на рис. 9-1. Монтаж генератора начинается (рис. 9-1,*а*) с установки нижней крестовины *1* с системой торможения *2*, а также статора генератора *3*. Затем на место устанавливается

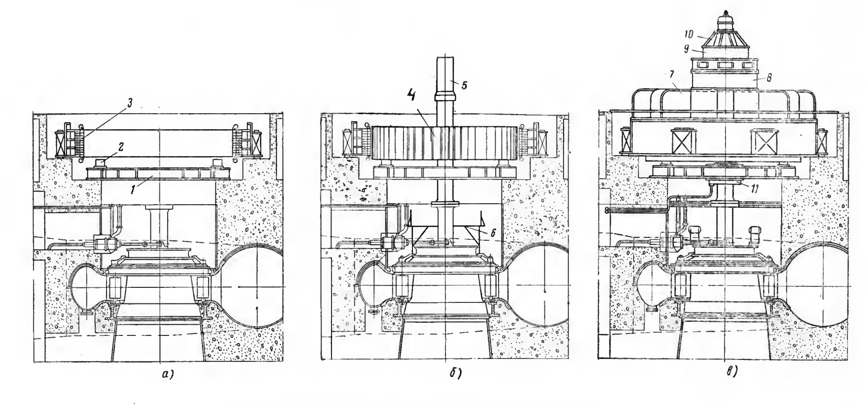


Рис. 9-1. Последовательность монтажа генератора подвесного типа.

а — монтаж нижней крестовины и статора генератора; *б* — установка ротора генератора; *в* — окончание монтажа генератора.

предвартельно собраиный ротор *4* с валом *5* (рнс. 9-1,*б*) и монтнруются подмости *6* для соединення валов геиератора и турбины. На рнс. 9-1,*в* показаи дальиейший монтаж верхней крестовины *7*, подпятника агрегата *8*, возбуднтеля *9*, подвозбудителя *10*, иижнего иаправляющего подшипиика *11* и остальных деталей и узлов генератора.

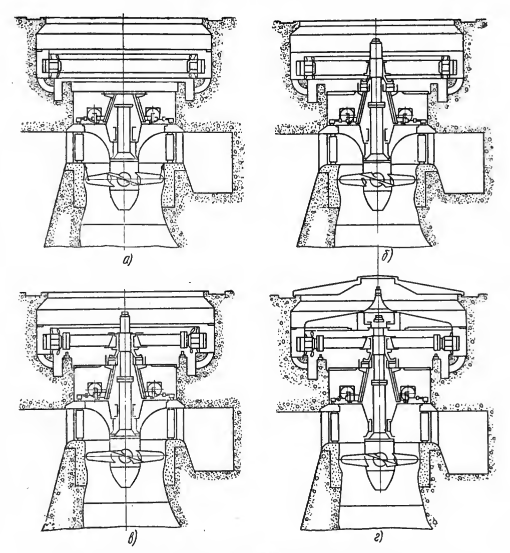


Рис. 9-2. Последовательиость монтажа генератора зонтичного типа.

а — монтаж опоры подпятника и статора генератора; *б* — монтаж вала генератора и подпятника; *в* — установка ротора генератора; *г* — окончание монтажа деталей и узлов генератора.

На рис. 9-2 схематично приведена последовательность монтажа гидрогеиератора зонтичного типа с поворотиолопастной турбииой. На рнс. 9-2,*а* показана первая монтажиая операция по генератору—установка его статора по окончании монтажа основных узлов турбииы. На рис. 9-2,*б* видно, что уже собран подпятник, установлен и прицентроваи к ротору турбины вал генератора со втулкой. На этой схеме показано, что вал геиератора соедннеи с валом турбины. На рис. 9-2,*в* показаио, что статор отцеитрован по валу генератора и ротор уже установлен на место. На рис. 9-2,*г* показаны установка верхней кре-

стовины, подшипника генератора, маслоприемника турбины, крышки агрегата и окончание монтажа всех остальных деталей и узлов генератора.

9-2. ЗАКЛАДНЫЕ ЧАСТИ ГЕНЕРАТОРА

Закладными частями вертикальных генераторов являются бетонируемые опоры статора, нижней крестовины или тормозных домкратов, а также распорные устройства верхней крестовины. Опоры статора выполняются в виде фундаментных плит, устанавливаемых на монтажных парных клиньях с металлическими подкладками и закрепленных в бетоне фундаментными болтами.

Монтажные клинья изготовляются длиной на 100—150 *мм* более ширины фундаментной плиты. Они должны быть обработаны и иметь уклон не более 1:50 для обеспечения самоторможения клина. Металлические подкладки, устанавливаемые под клинья на бетон, могут быть необработаны, но поверхность их должна быть ровной. Ширина подкладок должна быть равна ширине клиньев, а длина — ширине плиты. Площадь подкладок, устанавливаемых на бетон, должна обеспечивать давление на фундамент не более 20—25 $кГ/см^2$.

При приемке места установки закладных частей генератора должны быть проверены высотная отметка и состояние поверхности бетона под фундаментные плиты, размеры, расположение и состояние штраб для фундаментных болтов, наличие и размеры ниш для установки выверочных домкратов под статор генератора. Особое внимание следует уделять размерам и правильности расположения штраб фундаментных болтов, так как после установки на место статора или нижней крестовины исправить положение штраб нельзя. Установочная отметка бетона под плитами должна быть несколько ниже проектной с тем, чтобы при выверке монтируемых деталей имелась возможность опускать их. Приемка фундамента и штраб для болтов оформляется актом.

Основным способом установки фундаментных плит следует считать монтаж их совместно с деталями, опирающимися на плиты. Для этого при укрупнительной сборке статора и нижней крестовины на монтажной площадке к ним присоединяются постоянными шпильками фундаментные плиты без постановки контрольных штифтов. На месте же установки плит ставятся и тщательно выверяются по высоте и в плане монтажные клинья с подкладками. Поверхность бетона в местах постановки подкладок должна быть горизонтальной и зачищенной с тем, чтобы подкладки опирались на бетон всей плоскостью. После опускания монтируемых деталей на место в отверстия плит ставятся фундаментные болты. При этом болты необходимо устанавливать в центре отверстия плиты, что в последующем после бетонирования болтов даст возможность перемещения плиты при выверках в пределах зазора между болтом и отверстием в плите.

Однако фундаментные плиты могут устанавливаться и заранее до опускания опирающихся на них деталей. В этом случае плиты должны быть выставлены как можно точнее по отметке, а также выверены по расположению в плане и относительно оси агрегата. Фундаментные болты при этом не должны бетонироваться.

Базой для выверки фундаментных плит обычно является верхняя плоскость фланца установленного вала турбины с учетом величины занижения рабочего колеса при его установке. Но в случае необходимости монтаж статора генератора и фундаментных плит может осуществляться и до установки на место рабочего колеса с валом. При такой установке деталей генератора базой для выверки может служить плоскость верхнего фланца статора турбины. В обоих случаях при опреде-

лении необходимой отметки фундаментных плит принимаются не проектные отметки или размеры деталей агрегата, а фактические, замеренные в натуре. Такая необходимость объясняется возможностью довольно значительных отклонений в размерах деталей при их изготовлении.

Схема установки закладных частей вертикальных генераторов и определение необходимых отметок фундаментных плит показаны на рис. 9-3. Отметка верха фундаментных плит статора для зонтичных

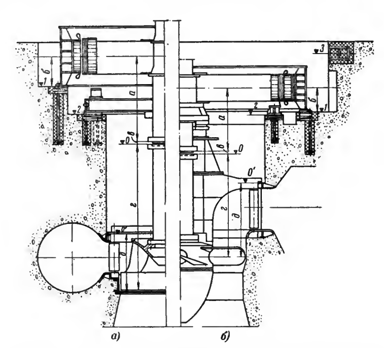


Рис. 9-3. Схема установки закладных частей вертикальных гидрогенераторов.

а — подвесной генератор с нижней крестовиной; *б* — зонтичный генератор без нижней крестовины.

генераторов с поворотнолопастной турбиной и подвесного генератора с радиально-осевой турбиной с учетом расчетного прогиба верхней крестовины или крышки турбины будет равна:

а) при выверке по фланцу турбины

$$\nabla 1 = а + в - б - к;$$

б) при выверке по фланцу статора турбины

$$\nabla 1 = а + в + г - б - д - к,$$

где в обоих случаях приняты фактически измеренные следующие величины:

а — расстояние от средней линии ротора до поверхности фланца вала генератора;

б — размер от средней линии статора до его нижней опорной поверхности;

в — величина подъема рабочего колеса;

г — фактические размеры всех сопрягаемых деталей: в радиально-осевых турбинах — от опоры рабочего колеса на фланце фундаментного кольца до поверхности верхнего фланца вала турбины, в поворотнолопастных турбинах — от оси рабочего колеса до поверхности верхнего фланца вала турбины;

д — фактические размеры сопрягаемых деталей: в радиально-осевых турбинах — от верхнего фланца статора турбины до опоры рабочего колеса на фланце фундаментного кольца, в поворотнолопастных турбинах — от верхнего фланца статора турбины до оси рабочего колеса;

к — расчетная величина прогиба верхней крестовины или крышки турбины.

Аналогично определяются отметки фундаментных плит статоров подвесных генераторов без нижних крестовин и зонтичных генераторов с нижними крестовинами, а также плит тормозных опор и закладных конструкций распоров верхней крестовины.

Бетонирование фундаментных болтов статора, нижней крестовины и тормозных опор производится после выверки устанавливаемых узлов, так как при выверках необходимо перемещать их вместе с плитами и фундаментными болтами. По затвердении бетона и до передачи на эти детали веса ротора агрегата фундаментные болты должны быть туго затянуты. Бетонирование фундаментных плит производится после окончательной выверки опирающихся на них узлов и центровки агрегата. Пуск гидроагрегата, в том числе и пробный, до полного затвердения бетона не допускается. Бетонирование фундаментных плит и колодцев фундаментных болтов должно производиться при температуре не ниже +5° С высококачественным бетоном, дающим минимальную усадку, с предварительной тщательной очисткой, промывкой и насечкой бетонируемых поверхностей.

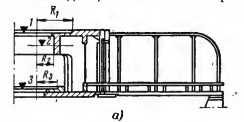
9-3. МОНТАЖ ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Нижняя крестовина подвесного генератора до установки на место полностью собирается вместе с тормозной системой на монтажной площадке. При сборке вначале на выкладках устанавливаются фундаментные плиты, на которые опускается мост крестовины. К мосту затем присоединяются отъемные лапы так, чтобы тормозные опорные поверхности на крестовине были горизонтальны и находились в одной плоскости. Расположение лап в одной плоскости проверяется нивелиром, а горизонтальность — уровнем. После выверки затягиваются соединительные болты, ставятся контрольные шпильки и все гайки прихватываются электросваркой. К крестовине крепятся также фундаментные плиты, устанавливаемые по центру отверстий соединительных болтов.

Тормозные домкраты перед установкой разбираются, осматриваются, проверяются рабочие детали их и просаливаются уплотняющие манжеты. Затем тормоза собираются и производится гидравлическое испытание их. При установке тормозов на лапы крестовины необходимо соблюдать их маркировку. Расположение верхних поверхностей тормозных домкратов в одной горизонтальной плоскости проверяется после выверки нижней крестовины перед установкой ротора. Трубопроводы тормозной системы, расположенные на самой крестовине, устанавливаются при ее сборке. Присоединение трубопроводов к сети и гидравлическое испытание всей системы торможения производятся после установки нижней крестовины на место.

Установка крестовины в шахту агрегата производится после опускания в шахту рабочего колеса и основных габаритных деталей турбины. Раньше крестовину ставить нельзя, так как она перекрывает собой кратер агрегата, вследствие чего прекращается возможность опускания деталей турбины. После установки нижней крестовины на место фундаментные болты заводятся в фундаментные плиты и закрепляются по центру отверстия в плите с помощью центрирующих колец. Установленная крестовина предварительно проверяется по высоте относительно фланца вала турбины и соосности с валом агрегата (рис. 9-4,*б*).

Нижняя крестовина зонтичного генератора собирается в укрупненный блок с тормозной системой и подпятником, также на монтажной площадке. Для этого центральная часть крестовины устанавливается на выкладках, и затем к ней присоединяются лапы, между которыми закрепляются промежуточные балки. Фундаментные плиты присоединяются к лапам крестовины. При монтаже тормозной системы производятся ревизия и испытание тормозов и прокладка воздушного трубопровода. На опорной части крестовины собираются масляная ванна и подпятник, состоящий из основания, опорных болтов и сегментов. Установленная на место крестовина выверяется относительно фланца турбинного вала по осям агрегата и отметке (рис. 9-4,*б*).



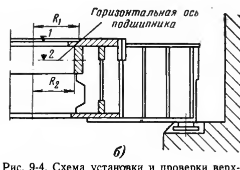


Рис. 9-4. Схема установки и проверки верхней и нижней крестовин генератора.
а — верхняя крестовина; *б* — нижняя крестовина.

Тормозные домкраты вне зависимости от того, устанавливаются ли они на нижней крестовине или на бетонных опорах, окончательно выверяются после центровки вала генератора. При этом трущиеся поверхности тормозных колодок по заводским требованиям должны быть установлены в одной горизонтальной плоскости с точностью до $\pm 0{,}5$ *мм*. Отклонение от проектного значения расстояния от плоскости трения тормозных колодок до наиболее низкой части тормозного диска не должно превышать 5 *мм*.

Верхняя крестовина. При сборке на монтажной площадке верхней крестовины подвесного генератора центральная часть ее (втулка) устанавливается на деревянных выкладках или металлических опорах так, чтобы под лапы крестовины можно было поставить домкраты. К втулке поочередно ставятся лапы, расположенные диаметрально противоположно, выверяются домкратами по уровню, фиксируются шпонками и крепятся временными болтами, которые после проверки сборки крестовины заменяются постоянными шпильками. Затягивание гаек шпилек должно производиться с одинаковыми усилиями. По окончании затягивания гайки прихватываются электросваркой и на место устанавливаются контрольные штифты. Масляные ванны подпятника и верхнего направляющего подшипника целесообразно устанавливать на место при сборке верхней крестовины на монтажной площадке. До установки ванну необходимо очистить от грязи и ржавчины. Поставленная на место масляная ванна выверяется, закрепляется болтами и штифтуется. В масляной ванне устанавливается выгородка подпятника или подшипника с постановкой уплотняющей прокладки. Собираются также маслоохладители и испытываются гидравлическим давлением 3,5—4 $кГ/см^2$ в течение часа.

Верхняя крестовина ставится на статор после опускания на место ротора генератора. Предварительно между лапами крестовины и верхним фланцем статора закладываются подкладки из листовой стали, с помощью которых крестовина выверяется по высотной отметке и горизонтальности. Проверяется также соосность крестовины и вала агрегата (рис. 9-4,*а*).

Порядок выполнения проверок и монтажные допуски на установку крестовин приведены в табл. 9-1. После выверки лапы верхней крестовины крепятся болтами к опорному фланцу статора и штифтуются.

Таблица 9-1

Порядок проверок и величины допусков на монтаж крестовин генераторов

Проверяемое положение крестовины	Место замера	Допустимые величины отклонений, *мм*
Высотное положение относительно фланца вала турбины:		
опорно-направляющей крестовины	Плоскость для установки основания подпятника	2
направляющей крестовины	Горизонтальная ось установочных болтов вкладыша подшипника или плоскость для установки системы возбуждения	3
Соосность валу турбины	От оси вала до расточки под основание подпятника, до боковой поверхности гнезда вкладыша подшипника или до расточки под корпус магнитной системы	1,5
Горизонтальность	Плоскость для установки подпятника или верхняя обработанная плоскость центральной части крестовины	0,2 *мм* на 1 *м* диаметра проточки

В генераторах, требующих электрической изоляции крестовин, величина сопротивления изоляции должна быть не менее 0,3 *Мом*.

Распорные домкраты, расположенные у верхних крестовин, монтируются и напрягаются после установки на место крестовины в процессе выверки ее. Однако в связи с неравномерностью вдавливания домкратов в бетон при линейном тепловом расширении лап крестовины в работающем агрегате могут произойти нарушение центровки агрегата и резкое повышение вибрации крестовины. Поэтому рекомендуется окончательный распор домкратов производить после пуска агрегата, когда температура крестовины и статора будет близка к рабочей. При этом необходимо к каждой лапе крестовины установить индикатор и тщательно следить, чтобы не происходило смещения крестовины.

Направляющая верхняя крестовина зонтичного генератора с направляющим подшипником и без него укрупняется на монтажной площадке и устанавливается на место аналогично верхней крестовине подвесного генератора.

9-4. СБОРКА И УСТАНОВКА СТАТОРА

К началу монтажа статора генератора все его секции необходимо подать на монтажную площадку, распаковать и зачистить установочные и сопрягаемые плоскости секций. Если все секции уложить горизонтально на монтажной площадке не представляется возможным, то следует располагать их вертикально, устанавливая секции надежно на металлические подкладки или фундаментные плиты с обязательной проверкой уровнем их вертикальности.

Сборка статора может производиться как на месте установки в проектном положении, так и на монтажной площадке с установкой на место в собранном виде. Поэлементная сборка на месте установки является наиболее надежным, простым и экономичным способом монтажа статора, но цикл монтажных работ в кратере агрегата в этом случае увеличивается. В связи с этим поэлементная установка статора может быть рекомендована для монтажа оборудования малоагрегатных гидроэлектростанций, а также для всех случаев, когда длительность ра-

бот в кратере агрегата ие влияет на срокн сооружения станцни. Укрупиительиая сборка статора на монтажной площадке с выполнением всех электрообмоточиых работ и устаиовка его в собранном виде значнтельно уменьшают цикл монтажа генератора. Однако этот способ требует достаточных свободных моитажных площадей, а при сборке крупных статоров — и наличия специального захватиого устройства для транспортировки статора в собранном виде.

Технология сборки статора при обоих способах монтажа практнчески однаакова, и поэтому нниже будет рассмотреиа поэлементная сборка статора иа месте установкн. До опускания сегментов статора с закреплеиными иа ннх фундамеитиыми плитамн на месте установки должны быть выставлены на проектную отметку парные клннья с подкладкамн. Кроме того, под каждый сегмент необходимо поставить по два домкрата, механнческих или гидравлических, которые будут необходимы для выверкн высотиого положения сегмента. Подготовленный на монтажной площадке в соответствии с маркировкой первый сегмент кантуется в вертнкальное положение, захватывается стропом илн специальным захватным устройством н устанавливается на клннья н домкраты. Еслн фундаментные болты имеют анкерные плиткн, то установленный сегмент закрепляется на месте фундаментными болтами, в противном случае он надежно крепнтся к бетону растяжками нли другим способом, после чего выверяется с помощью домкратов или крана горизонтальность устаиовленного сегмента и его соосность с агрегатом. При этом первый сегмеит должен быть выверен особенно точно, так как он является в дальнейшем базой для установки и выверкн остальных сегментов. Все последующие сегмеиты устанавливаются таким же способом согласно маркнровке и соедняются между собой болтами с предварительным неплотным затягиванием их.

По окончании установки н предварнтельного соединения всех сегмеитов проверяются зазоры между спннкамн актнвной стали в стыках сегментов не менее чем в трех-четырех точках по высоте стыка. В зависимости от равномерности и величины зазоров, а также от конструкцнн статора в стыки по всей высоте сопрягаемых плоскостей актнвной сталн закладываются прокладки из электротехнического картона. Толщнна прокладки должна обеспечить равномерность стыкового паза обмотки статора и проектную величину его с отклонением ие более ±2—3%.

После устаиовки прокладок стыки всех сегментов плотно затягиваются шпнльками вначале по внутреннему ряду нх, а затем по наружному. Прн этом шпильки могут затягнваться в холодном илн горячем состояннн, но так, чтобы соединение было плотным, без зазоров. Зазоры допускаются только местные иа участках не более 200—250 *мм* общей протяжениостью не более 50% высоты стыка. При наличнн местных зазоров более допустимых необходнмо на таких участках закладывать прокладки из лнстовой стали соответствующей толщнны. По окончаннн затягнвания гайкн привариваются одной гранью к стыковому брусу илн плите и устанавлнваются стыковые фиксирующие штифты.

Выверка статора. Выверка устаиовлениого статора по высоте и центровка его могут производиться до или после опускания на место ротора генератора. Качество выверки в обоих случаях может быть одинаковым, но выверка статора с установленным ротором усложняет работы и увеличивает время выполнеиня их. Поэтому удобнее и целесообразнее все выверки статора пронзводить до установкн ротора.

Высотная выверка статора заключается в приданнн ему правильного положеиня по высоте и горизонтальиости. Осуществляется высотная выверка с помощью установлеиных заранее под нижний фланец статора домкратов. Выверенный статор фиксируется подбивкой парных клииьев или соответствующим изменением толщины подкладок.

Необходимая высотная отметка статора устанавливается по положению фланца вала турбины согласно фактическим размерам соответствующих деталей и узлов турбины и генератора. Окончательное высотное положение смонтированного статора определяется положением его средней линии, отклонение которой от средней линии ротора не должно быть более 0,5% высоты активной стали статора. Средняя линия статора является среднеарифметической замеров середины высоты активной стали статора не менее чем в двенадцати противоположных сечениях. Замеры положения статора при высотной выверке производятся нивелированием его верхнего фланца.

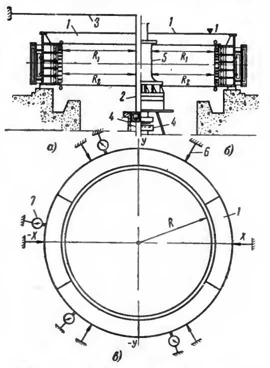


Рис. 9-5. Схема выверки статора генератора.

а — выверка по осевой струне; *б* — выверка по валу генератора; *в* — схема перемещений статора и устранения эллиптичности; *1* — статор; *2* — осевая струна с отвесом; *3* — горизонтальные струны; *4* — вал турбины; *5* — вал генератора; *6* — домкраты; *7* — индикаторы.

Горизонтальность статора определяется вертикальностью его расточки (по активной стали), которая должна быть параллельна оси вала генератора с отклонением не более 0,3 *мм* на 1 *м* высоты активной стали.

Центровка статора относительно оси агрегата заключается в проверке эксцентричности его положения относительно оси и эллиптичности расточки статора по активной стали (рис. 9-5). Центровка проверяется замерами от расточки статора до осевой струны, подвешенной соосно с валом турбины (рис. 9-5,*а*), либо до вала генератора (в генераторах зонтичного типа), прицентрованного к валу турбины (рис. 9-5,*б*). Центровку статора можно производить также с помощью специальной жесткой подставки с поворотной стрелой или без нее, установленной на фланце вала турбины, с помощью струны, подвешенной на треноге, расположенной также на фланце вала турбины, и другими способами. Во всех случаях замеры удобно выполнять с помощью полой штанги с микрометрической головкой.

Отклонения положения статора относительно оси агрегата и эллиптичность формы определяются требованиями равномерности воздушного зазора генератора; заводскими нормами отклонения допускаются в пределах до 5% величины проектного воздушного зазора.

Изменение положения статора и устранение его эллиптичности производятся с помощью домкратов, устанавливаемых горизонтально по нижнему фланцу статора и упирающихся в бетон. Если есть возможность, то домкраты целесообразно установить также и по верхнему фланцу статора. Перед началом перемещения статора или изменения его формы все домкраты должны быть туго зажаты (рис. 9-5,*в*). Затем с той стороны, куда необходимо переместить статор, или по меньшей оси эллипса домкраты ослабляются на величину необходимого перемещения, вследствие чего статор от удара кувалдой по нижнему фланцу должен плавно передвинуться в необходимом направлении. Такой спо-

соб центровки статора, основанный на упругости его конструкции, дает возможность перемещать статор и изменять форму его на незначительные величины плавно и без рывков, чего нельзя достигнуть нажимом домкратами. Величина перемещений и изменения формы статора замеряются индикаторами.

После окончания центровки статор закрепляется на месте фундаментными болтами, если они имеют анкерные плиты. В случаях отсутствия анкерных плит фундаментные болты бетонируются без подливки фундаментных плит статора и после затвердевания бетона туго затягиваются.

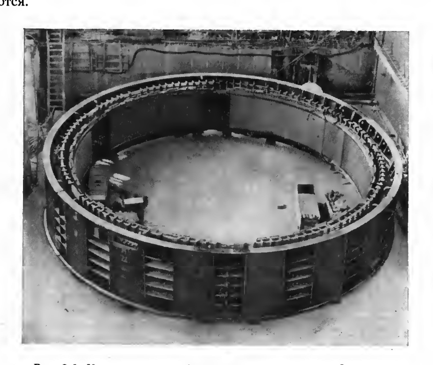


Рис. 9-6. Укрупнительная сборка статора на монтажной площадке.

Штифтовка статора на фундаментных плитах, а также бетонирование фундаментных плит производятся после окончания выверки линии вала агрегата и проверки воздушного зазора генератора.

Блочный монтаж статора. Технология укрупнительной сборки статора на монтажной площадке (рис. 9-6), включая электрообмоточные работы, аналогична технологии сборки статора в кратере агрегата. Выполняется сборка на деревянных или металлических выкладках, на которых заранее уложены фундаментные плиты. Горизонтальность сегментов при сборке проверяется уровнем по верхнему фланцу. Вся сборка статора заканчивается на площадке полностью с окончательным затягиванием стыковых соединений. Выверка эллиптичности статора производится на месте установки.

Подъем и транспортировка собранного статора к месту установки осуществляются двумя кранами с помощью специального подъемного устройства, состоящего из траверсы для переноски ротора с дополнительно установленными поперечными балками (рис. 9-7). Строповка статора к подъемному устройству производится тросами, закрепляемыми за соединительные брусья сегментов. При строповке необходимо обращать особое внимание на то, чтобы длина стропов обеспечивала подъем статора равномерно за все точки строповки, а также горизон-

тальиость подиятого статора. Эта операцня является наиболее ответственной и должна выполияться под иепосредственным наблюдеиием руководителя моитажа. Траиспортнровка собранного статора мощиого генератора показана на рис. 9-8.

Во время опускаиня статора на место необходимо следнть за его горизоитальиостью н одновремеииостью установкн на все точки опоры во избежанне деформации корпуса из-за перекоса прн установке. Установлеиный на фундамеит статор в дальнейшем выверяется и закрепляется способами, описанными выше.

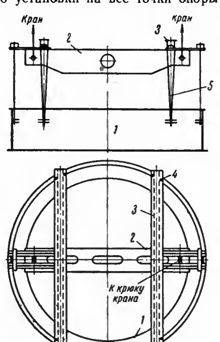


Рис. 9-7. Схема подъема собранного статора

1 — статор; *2* — траверса; *3* — балка; *4* — место строповки; *5* — стропа.

Обмоточные работы и сушка статора. В связи с тем, что статоры средних и крупиых гидрогенераторов изготовляются разъемиыми, обмотка статора не может быть уложена в стыках сегментов на заводе-изготовителе и работа эта выиуждеино выполияется при моитаже. Обмоточиые работы являются специфичиым видом ответствеиных электромехаиических работ и должны выполняться в каждом отдельном случае по специальной технологии и электрическнм схемам иепосредствеиио заводским персоиалом илн под руководством и иаблюдеиием техиического персоиала завода-нзготовителя. Поэтому ииже приводятся только общие положения по обмоточным работам н электрнческим испытаииям генератора, которые необходимо зиать руководящему монтажиому персоиалу, выполияющему работы по монтажу механической части геиератора и являющемуся ответствеииым за моитажиые работы по всему блоку гндроагрегата и за ввод агрегата в работу.

Обмоточиые работы производятся по окончаиии соедииеиия сегментов и выверки устаиовки статора в случае сборкн его в кратере агрегата. Прн укрупиительной сборке статора иа моитажиой площадке обмоточиые работы целесообразио выполиять там же, что зиачительно уменьшнт время выполиеиия монтажных работ непосредствеино на месте устаиовкн агрегата.

Перед укладкой стержней обмотки в пазы актнвной сталн стыков статора следует тщательно очнстить пазы от грязн и пыли, проверить отсутствне заусеицев, выступающих в пазы сегмеитов актнвной стали, и в случае необходимостн запилить их. После запиловки н очнстки пазы смазываются слоем специального микамыла. Прн обмотке с компауидированной нзоляцией укладка в пазы катушек и стержией, а также поднятне, выем и рнхтовка их должиы производиться с обязательиым нагревом. Нагрев укладываемых стержией производнтся в специальном термостате до температуры 90—100° С, замеряемой иа поверхиости изоляцни.

В пазы статора закладываются виачале все ннжние стержии, а затем верхиие. После укладки стержией и до соединеиия их с остальной обмоткой изоляция стержией от корпуса проверяется иа электрнческую прочиость.

Пайку соединений уложенной обмотки производят оловянистым или серебряным припоем с бескислотным флюсом. Пустоты в местах паек не допускаются.

Изоляция соединений обмотки должна быть плотной, без ощутимых пустот и не деформироваться при сжатии от руки. Лобовые части обмотки не должны выступать за пределы внутреннего контура активной стали статора.

Отклонения лобовых частей обмотки по высоте и зазоры в просветах между головками обмотки должны соответствовать размерам остальной части обмотки, выполненной на заводе.

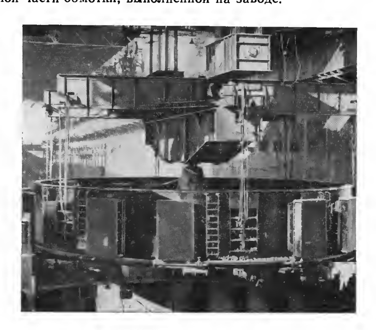


Рис. 9-8. Транспортировка статора генератора в собранном виде.

Изолированные во время сборки статора участки лобовых частей, шин, перемычек и бандажных колец статора покрываются вначале слоем электроизоляционного лака, а затем двумя слоями электроэмали с просушкой каждого слоя. По окончании просушки второго слоя эмали все лобовые части обмотки, активная сталь, пазовые клинья, шины, перемычки и бандажные кольца вновь покрываются двумя слоями электроизоляционного лака.

По окончании сборки статора и выполнения электрообмоточных работ изоляция обмотки статора и особенно лобовых частей обычно оказывается значительно увлажненной, что снижает электрическую прочность изоляции. Поэтому обмотки статора перед испытанием электрической прочности их изоляции обязательно должны подвергаться сушке.

Сушка обмоток статора может производиться до пробного пуска агрегата при неподвижном состоянии ротора либо после пуска при вращающемся роторе генератора. Целесообразнее производить сушку обмоток статора при неподвижном роторе, так как в этом случае к пуску агрегата статор будет уже высушен и ввод агрегата в эксплуатацию может быть несколько ускорен.

Определение способа сушки обмоток статора производится шефперсоналом завода-изготовителя совместно с монтирующей организацией

и с учетом реальных условий строительства, графика выполнения монтажных работ и срока ввода гидроагрегата в эксплуатацию.

Испытание обмоток статора повышенным напряжением производится обычно после сушки в подогретом состоянии обмотки.

9-5. СБОРКА И УСТАНОВКА РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Технология монтажа ротора. Способы монтажа роторов генераторов зависят от конструктивного исполнения, технологии изготовления, габаритов и блочности поставки их.

Монтаж ротора диаметром до 4 *м*, поступающего с завода в полностью собранном виде, заключается в наружном осмотре его и установке на место. Для опускания в статор такого ротора необходимо подготовить захватное устройство. Проверка общего состояния ротора и его отдельных деталей заключается в тщательном осмотре крепления полюсов и токопроводов, проверке надежности всех механических соединений элементов ротора и закрепления гаек, определении сопротивления изоляции обмотки ротора. По возможности следует подвергнуть сушке обмотку ротора и произвести электрические испытания ее. После этого ротор закрепляется к крану с помощью захватного устройства и опускается в статор.

Роторы диаметром от 4 до 6,5 *м* поступают с завода в виде отдельных элементов: остова с втулкой, вала, пакетов сегментов обода, полюсов, тормозных сегментов. Сборка такого ротора при монтаже выполняется в следующем порядке. Остов с втулкой насаживается на вал, собираются пакеты обода и расклиниваются на остове. Затем навешиваются и расклиниваются полюсы, устанавливаются тормозные сегменты, производятся сушка и электрические испытания обмотки ротора, после чего ротор в полностью собранном виде устанавливается на место.

Технология изготовления и блочность поставки роторов диаметром от 6,5 до 7,5 *м* значительно отличаются от описанных выше. Блоком поставляется только остов ротора, состоящий обычно из двух частей. Все же остальные узлы поступают в виде отдельных элементов: втулки, вала, шихтованных сегментов обода, полюсов, тормозных сегментов. При сборке ротора на монтаже втулка в нагретом состоянии насаживается на вал и фиксируется запорным кольцом. Части остова соединяются между собой и закрепляются на втулке с помощью шпилек. Затем на остове собирается обод из отдельных сегментов, стягивается шпильками и расклинивается. После этого навешиваются и расклиниваются полюсы, устанавливаются тормозные сегменты, производятся сушка и электрические испытания обмоток ротора. Полностью собранный ротор опускается в статор.

Все узлы роторов диаметром свыше 7,5 *м* поступают на монтаж отдельными элементами без заводской контрольной сборки. В связи с этим сборка ротора производится полностью на монтажной площадке. Способы и технология сборки таких роторов генераторов подвесного и зонтичного типов существенного различия не имеют. Поэтому ниже будет рассмотрена технология сборки и установки ротора подвесного генератора в качестве основного варианта. Одновременно будут приведены технологические особенности сборки отдельных элементов, а также установки роторов зонтичных генераторов.

Сборка ротора крупного генератора является наиболее трудоемкой и продолжительной монтажной операцией. Поэтому она во избежание задержки монтажа агрегата должна начинаться не менее чем за 30—40 дней до установки ротора на место и с таким расчетом, чтобы к моменту установки рабочего колеса турбины на место ротор был уже в основном собран. Технологический процесс поэлементной сборки и

установки собранного ротора подвесного генератора может осуществляться в приведенной ниже последовательности:

1) кантовка, установка на сборочную тумбу и выверка вала генератора;
2) подогрев и насадка втулки ротора на вал;
3) сборка, выверка и окончательное крепление остова к втулке;
4) установка тормозных сегментов и закладка основания обода;
5) укладка и опрессовка сегментов обода;
6) дорновка отверстий в ободе для постоянных шпилек, установка и затягивание шпилек;
7) дорновка полюсных пазов и навешивание полюсов;
8) выверка и расклинивание полюсов;
9) расклинивание и выверка обода;
10) установка и крепление вентиляторов;
11) пайка соединений полюсов и демпферной обмотки;
12) сушка ротора, испытания и окраска;
13) подготовка и установка траверсы для транспортирования ротора;
14) установка ротора в статор на тормозные колодки.

Технология сборки ротора зонтичного генератора с дисковым креплением спиц к втулке отличается тем, что вал генератора после посадки на него втулки опускается в кратер агрегата и устанавливается на собранный к этому времени подпятник, опираясь через диск подпятника и сегменты на нижнюю крестовину или опору подпятника на крышке турбины. На монтажной же площадке на выкладках или специальных опорах устанавливается вспомогательная (монтажная) втулка, с помощью которой и производится сборка остова ротора. На вспомогательную втулку устанавливается нижний диск остова, затем ставятся и выверяются спицы остова, после чего на спицы устанавливается верхний диск. Собранный на вспомогательной втулке остов выверяется, и вся дальнейшая сборка ротора производится аналогично сборке ротора подвесного генератора.

Таблица 9-2

Допуски на сборку ротора генератора

Проверяемые положения и размеры	Места замеров	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре ротора (не менее), *м*		
		4,5	9,0	14,5
Концентричность обода	По радиусу до наружного торца спиц (среднее арифметическое от замеров вверху и внизу спицы)	0,6	0,8	1,2
Концентричность полюсов	По радиусу до внешней плоскости башмака полюса (среднее арифметическое от замеров вверху и внизу полюса)	0,8	1,0	1,5
Высотное положение полюсов	От горизонтальной оси полюса до средней плоскости обода ротора	5	8	10
Бой поверхности трения тормозного диска	По плоскости трения диска	5	5	5

Установка ротора зонтичного генератора такой конструкции на место отличается тем, что в статор он опускается без вала и соединение остова ротора со втулкой производится в кратере агрегата. Опирается установленный ротор на подпятник агрегата, а не на тормозные домкраты.

Если спицы остова ротора зонтичного генератора крепятся к втулке вертикальными плитами, то такой ротор целесообразно собирать на монтажной площадке с валом и в полностью собранном виде устанавливать на место аналогично ротору подвесного генератора.

Допуски на сборку ротора генератора приведены в табл. 9-2.

Установка вала генератора. Во всех конструктивных исполнениях крупных генераторов подвесного типа укрупнительная сборка ротора на монтажной площадке производится вместе с валом и затем полностью собранный ротор опускается в статор.

Валы зонтичных генераторов, как правило, соединяются с остовом ротора через втулку, которая является одновременно и опорной втулкой подпятника. Соединение спиц с втулкой осуществляется двумя дисками либо вертикальными плитами. При дисковом креплении спиц вал с насаженной втулкой устанавливается на место отдельно, а ротор собирается на монтажной площадке с помощью вспомогательной втулки. Собранный ротор опускается на вал, и диски остова соединяются с втулкой. В конструкциях втулки с креплением спиц вертикальными плитами ротор собирается на монтажной площадке вместе с валом.

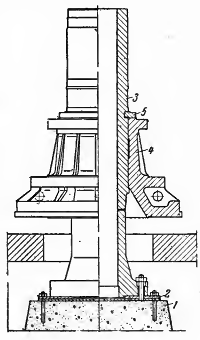


Рис. 9-9. Насадка втулки ротора на вал.

Насадка втулки ротора на вал (рис. 9-9) производится в его вертикальном положении на специальной бетонной опоре *1*. Отметка верха опоры определяется возможностью подъема втулки над валом при ее насадке. Если ротор собирается на валу, то эта отметка для удобства сборочных работ должна быть такой, чтобы нижняя поверхность ротора располагалась на 700—800 *мм* выше пола сборочной площадки. На бетонной опоре устанавливается и закрепляется фундаментными болтами монтажная металлическая плита *2* размером несколько больше фланца вала. Количество и диаметр фундаментных болтов должны быть рассчитаны по грузоподъемности крана с тем чтобы они не были вырваны при снятии втулки с вала в случае ее заедания.

До установки вала на монтажную плиту необходимо проверить размеры посадочных мест на валу *3* и во втулке *4*. Для этого посадочные диаметры вала замеряются специальной скобой с микрометрической головкой, а внутренние диаметры втулки — микрометрическим штихмассом. Разница замеров вала и втулки даст величину фактического натяга, который может отличаться от проектного не более чем на 10%. Замеры вала и втулки необходимо производить в одинаковых температурных условиях. Должны быть проверены также соответствие и правильность канавки на валу для запорного кольца *5* и шпоночных канавок на валу и втулке.

Для установки на монтажную плиту вал кантуется в вертикальное положение с помощью специального захватного устройства и опускается на место. Поверхность фланца вала предварительно тщательно очищается и покрывается густой смазкой, а на опорную поверхность плиты ставится картонная прокладка. На монтажной плите вал должен быть установлен вертикально с возможным отклонением его верха до 1,0 *мм*, что проверяется уровнем по торцу вала и регулируется прокладками между фланцем и плитой. Крепление вала к плите выполняется шпильками, которые должны быть поставлены во все отверстия фланца и равномерно затянуты. Затем на вал надеваются и опускаются на фла-

нец неразъемные детали, расположенные между фланцем и втулкой (выгородка подпятника и др.).

При насадке втулки на вал в горячем состоянии с натягом нагрев ее в зависимости от габаритов втулки и необходимой температуры нагрева может осуществляться мощными электрическими лампами, электрическими печами, элементами сопротивления. Втулки крупных роторов обычно нагреваются с помощью провода, намотанного на поверхность втулки. В процессе нагрева втулка закрывается брезентовым шатром.

Температура нагрева втулки определяется величиной натяга с учетом остывания ее при снятии обмотки, захвате, транспортировке и опускании на вал. Для уверенности в нормальной постановке втулки необходимо, чтобы в момент насадки ее на вал диаметральный зазор между втулкой и валом составлял не менее 1 *мм.* Практически увеличение диаметра втулки при нагревании с учетом последующего остывания ее должно быть порядка 3—4 *мм*, а температура нагрева 150—220° С.

Величина температуры нагрева втулки может быть определена по ранее приведенной формуле (8-2).

По окончании нагревания втулка освобождается от обмотки и стропится к крану с проверкой уровнем вертикальности ее расточки. Перед опусканием на вал проверяется размер посадочного места втулки, после чего может производиться насадка ее. При насадке необходимо следить за направлением шпонки и измерением канавки под запорное кольцо, убедиться в том, что втулка встала на место. В случае, если втулка не дойдет до упорного буртика вала, необходимо снять ее и вновь нагреть до более высокой температуры. Учитывая ответственность насадки втулки, следует тщательно произвести замеры посадочных диаметров и продуманно организовать весь процесс нагрева втулки, захвата, транспортировки и насадки ее на вал.

После насадки втулки вал подвесного генератора остается на месте, и далее продолжается сборка ротора. Вал зонтичного генератора захватывается краном, отсоединяется от монтажной плиты, опускается в кратер агрегата и устанавливается на вращающийся диск смонтированного подпятника. Сегменты подпятника должны быть предварительно выверены в одной горизонтальной плоскости и покрыты слоем густой смазки.

Сборка остова ротора. Конструктивно остов ротора состоит из лучевых спиц, закрепляемых к втулке или фланцам вала припасованными болтами с помощью верхнего и нижнего дисков либо вертикальных плит, расположенных на втулке и внутреннем торце спиц. Фиксация спиц на втулке осуществляется контрольными штифтами и шпонками. По периферии спицы соединяются между собой распорными балками. Между спицами по наружному концу их устанавливается металлическое листовое перекрытие.

Сборка остова ротора подвесного или зонтичного генератора с креплением спиц к втулке вертикальными плитами (рис. 9-10) осуществляется в следующем порядке. После проверки вертикальности вала, установленного с втулкой на монтажной площадке, к втулке присоединяются припасованными болтами спицы с постановкой горизонтальных шпонок. Наружные концы спиц опираются при этом на металлические тумбы. Спицы выверяются в горизонтальном положении с помощью металлических подкладок между спицами и тумбами и соединяются распорными балками. Затем болты всех спиц плотно и равномерно затягиваются так, чтобы щуп 0,1 *мм* не проходил между плитами. Допускаются местные неплотности не более 10% ширины сопрягаемых плит. Общая длина таких неплотных мест в соединении не должна превышать 15% всей длины сопрягаемых плоскостей, а длина отдельных неплотных уча-

стков должна быть не более 80 *мм*. Достаточная плотность сопряжения может быть достигнута применением металлических прокладок.

По окончании сборки остова проверяются концентричность его, расстояния между концами спиц, наклон клиновых пазов в радиальном направлении и горизонтальность плоскости укладки сегментов обода. Концентричность обода замеряется вверху и внизу по наружному торцу каждой спицы индикатором или щупом с помощью специальной проверочной стрелы (рис. 9-10). Величины допускаемой неконцентричности обода приведены в табл. 9-2. Расстояния между концами спиц по клиновым пазам могут иметь отклонения в пределах ±1 *мм*. Выравнивание расстояния между концами спиц может быть в некоторой мере произведено радиальным перемещением распорных балок.

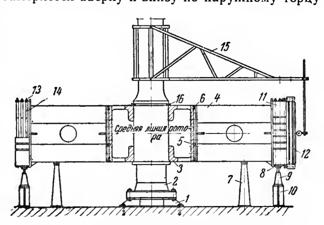


Рис. 9-10. Сборка ротора подвесного генератора.

1 — монтажная плнта; *2* — вал; *3* — втулка; *4* — спнца; *5* — шпонка; *6* — штифт; *7* — монтажная опора; *8* — тормозная плита; *9* — домкрат; *10* — опора; *11* — обод; *12* — полюс; *13* — стяжиая шпнлька; *14* — опрессовочные втулки; *15* — поверочная стрела; *16* — запорное кольцо.

Наклон клиновых пазов в радиальном направлении допускается не более 1 *мм* на полной высоте паза. Горизонтальность плоскости укладки сегментов обода проверяется нивелированием отметки каждого опорного зуба на торце спицы. Отклонение отметки зуба от средней плоскости допускается в пределах ±3 *мм*. При этом за среднюю плоскость удобнее принять отметку самого высокого зуба, и тогда на плоскости каждого нижерасположенного зуба можно поставить и приварить подкладки соответствующей толщины. Фиксация собранного и выверенного остова производится постановкой штифтов в плоскостях соединения спиц со втулкой.

При сборке остова ротора подвесного генератора с дисковым креплением спиц на нижний фланец вала устанавливается, расцентровывается по валу и крепится к фланцу болтами нижний диск. На нижний диск устанавливаются, выверяются и закрепляются спицы и затем сверху ставится верхний диск, который крепится к верхнему фланцу вала и спицам. Соединение обоих дисков со спицами вначале производится несколькими временными болтами с фиксацией положения каждой спицы двумя постоянными припасованными шпильками. Остальные постоянные шпильки ставятся и затягиваются одновременно по верхнему и нижнему дискам после закрепления верхнего диска временными болтами. Вся последующая сборка и выверка остова производятся аналогично сборке и выверке остова с креплением плитами.

Сборка остова зонтичного генератора с дисковым креплением спиц (рис. 9-11) производится на вспомогательной втулке, устанавливаемой на монтажной площадке на металлических опорных тумбах высотой 700—800 *мм* или на деревянных выкладках с металлическими подкладками под втулку. После выверки с помощью подкладок горизонтальности вспомогательной втулки на нее устанавливается и крепится временными болтами нижний диск. Технология дальнейшей сборки и выверки остова подобна технологии сборки и выверки дискового остова подвесного генератора.

Сборка обода ротора, состоящего из большого количества (несколько тысяч) отдельных сегментов, является одной из наиболее ответственных и длительных монтажных операций. Поэтому она должна быть тщательно организована и подготовлена. Сегменты необходимо очистить до начала сборки обода от антикоррозийного покрытия, ржавчины и заусенцев, взвесить, распределить по весовым группам и подготовить к укладке. Следует также подготовить монтажные приспособления для опрессовки уложенных сегментов и калибровки (дорновки) отверстий под стягивающие шпильки и пазов для хвостов полюсов.

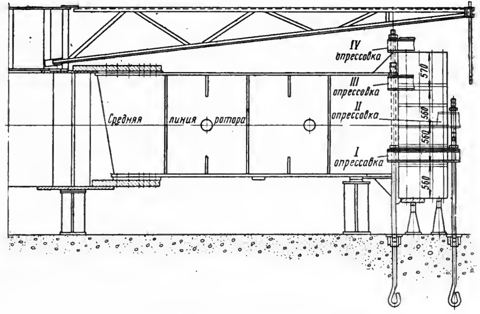


Рис. 9-11. Сборка ротора зонтичного генератора.

Очистка сегментов на малоагрегатных станциях производится вручную абразивными кругами и металлическими щетками либо с помощью пневматических машинок со встроенным абразивом и стальной щеткой. На многоагрегатных станциях иногда целесообразно применение специальных высокопроизводительных машин для очистки сегментов, в которых паром и стальными щетками сегменты очищаются от ржавчины и смазки, а механизированными напильниками снимаются заусенцы.

Допустимые отклонения при прокате стального листа и изготовлении сегментов приводят к значительной разнице в весах отдельных сегментов. Поэтому для обеспечения равномерности распределения веса обода по окружности и уменьшения небаланса ротора сборка обода должна выполняться так, чтобы все сегменты одного ряда имели одинаковый вес. С этой целью сегменты после очистки их взвешиваются и раскладываются в пакеты одинакового веса с отклонениями по каждому сегменту не более 0,5 *кг*. Количество сегментов в каждом пакете должно быть кратным числу сегментов, укладываемых в один ряд. При такой группировке сегментов по пакетам всегда будет обеспечена укладка в один ряд сегментов одинакового веса.

Сборка обода обычно производится с помощью домкратов или металлических тумб. На многоагрегатных станциях для сборки обода применяются в некоторых случаях специальные стенды, на которых выполняется также и опрессовка обода. Первые шесть рядов сегментов обода укладываются с опиранием на зуб спицы и на выверенные гори-

зонтально с точностью до ±0,5 *мм* тормозные плиты и домкраты. Для фиксирования положения сегментов при укладке в их отверстия устанавливаются не менее трех постоянных шпилек на каждый сегмент, а во все остальные отверстия вставляются временные шпильки. Если сегменты не требуют дорновки, то на место ставятся все постоянные шпильки. Укладывать сегменты каждого ряда необходимо со сдвигом на одно полюсное деление у однохвостовых полюсов и на половину полюсного деления у двуххвостовых полюсов. При укладке сегментов целесообразно уплотнять их по высоте с помощью деревянных трамбовок либо другим способом. Для обеспечения правильной укладки сегментов обода следует составить рабочую схему укладки, в которой должны быть показаны количество сегментов в пакете, высота пакетов и вентиляционных каналов.

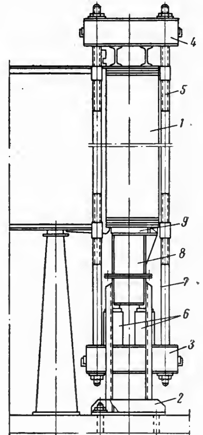


Рис. 9-12. Опрессовочный стенд.
1 — обод ротора; *2* — опора; *3* — нижняя нажимная балка; *4* — верхняя нажимная балка; *5* — шпилька; *6* — домкраты; *7* — опорная рама; *8* — подставка; *9* — тормозная плита.

Сегменты собранного обода должны плотно прилегать друг к другу, что обеспечивается опрессовкой их в процессе сборки. Опрессовка обода на станциях с небольшим количеством агрегатов производится отдельными пакетами толщиной 400—500 *мм* затягиванием гаек стяжных шпилек через надставки — втулки разной длины в зависимости от высоты прессуемых пакетов. При опрессовке одновременно с затягиванием гаек сегменты уплотняются ударами медных кувалд или специальным пневматическим молотом. Затягивание гаек производится несколько раз в смену до полного прекращения ослабления их. Во время опрессовки каждого пакета проверяются его высота и концентричность обода.

Пакеты обода должны быть опрессованы до плотного прилегания сегментов. Допускаются местные неплотности до 0,5 *мм* только на отдельных и разбросанных по ободу участках. Длина одного или нескольких таких неуплотненных участков, расположенных на одной стороне сегмента, должна быть не более 20% длины этой стороны сегмента. По окончании опрессовки пакет закрепляется в опрессованном состоянии планками, приваренными снаружи обода. После опрессовки всего обода планки срубаются, а места приварки шлифуются. При опрессовке последнего пакета проверяются концентричность и общая высота обода и в случае необходимости меняют число рядов сегментов в этом пакете. Высота опрессованного обода и его отдельных пакетов может иметь отклонение от проектной высоты не свыше 1%. Величина допускаемой неконцентричности приведена в табл. 9-2. Замеры высоты обода и его концентричности производятся с помощью измерительной поворотной стрелы.

На многоагрегатных станциях, где могут быть экономически оправданы дополнительные монтажные затраты, опрессовку обода целесообразно производить в четыре приема нажимными балками с помощью

сменных шпилек разной длины, сопрягаемых с анкерными болтами, заложенными в бетонный пол машинного здания (рис. 9-11).

На рис. 9-12 показан примененный в последнее время на монтаже генераторов некоторых крупных гидроэлектростанций специальный опрессовочный стенд, допускающий опрессовку сегментов всего обода независимо от его высоты за один прием. Отличие этого стенда от предыдущего устройства заключается в том, что усилия при опрессовке обода являются внутренними, так же как и в случае опрессовки стяжными шпильками, и на бетон пола здания не передаются. Однако стоимость такого стенда очень велика и его применение может быть экономически оправдано только на строительствах крупных многоагрегатных гидроэлектростанций.

Отверстия под стягивающие шпильки и пазы для хвостов полюсов не всегда полностью совпадают во всех сегментах. Поэтому в таких случаях производится дорновка (калибровка) отверстий и пазов короткими стальными прошивками (дорнами), которые пробиваются через отверстие или паз насквозь ударами пневматического молота по сменной стальной удлинительной оправке, опирающейся на дорн. Дорновка отверстий под шпильки и полюсных пазов выполняется после опрессовки и затягивания временных шпилек. Для этого последовательно вынимаются временные шпильки, отверстия их дорнуются и затем устанавливаются постоянные шпильки. Дорновка пазов для хвостов полюсов производится также с помощью пневматического молота дорном, имеющим форму паза. Иногда дорновку хвостовых пазов осуществляют с помощью крана машинного здания.

При затягивании постоянных шпилек необходимо следить за равномерностью и величиной напряжений, создаваемых в шпильках. Поэтому затягивание удобно производить пневматическими гайковертами, предварительно выверенными на заданное усилие. После затягивания постоянных шпилек все гайки сверху и снизу обода по одной грани прихватываются электросваркой. От смещения вверх обод фиксируется стопорными планками, установленными на каждой спице и подогнанными индивидуально по месту в зависимости от высоты обода. Затем устанавливаются и закрепляются тормозные плиты, если они не были установлены. Все головки болтов или гайки шпилек, крепящих тормозные плиты, также прихватываются электросваркой.

Собранный обод закрепляется на спицах остова ротора парными клиньями, которые устанавливаются на каждой спице и туго забиваются после опрессовки стали и затягивания шпилек. Одновременно с забивкой клиньев проверяется концентричность обода относительно оси ротора, так как при расклинивании может быть исправлена небольшая неконцентричность обода. Окончательно забивку клиньев обода рекомендуется производить после навешивания полюсов.

При расклинивании клинья забиваются пневмомолотом. Тонкий конец верхнего клина должен дойти до утолщенного конца нижнего клина, который устанавливается заподлицо с нижним пакетом обода. Допускается смещение вверх утолщенного конца нижнего клина, а также тонкого конца забиваемого сверху клина от нижней кромки обода в пределах до 60 *мм*. Выступающие кверху концы клиньев срубаются.

По окончании сборки и проверки концентричности обода производится проверка средней линии обода ротора — горизонтальной плоскости, проходящей через середину стали обода. Установление средней линии ротора необходимо для правильного навешивания полюсов и определения высотного положения статора генератора, с тем чтобы средние линии ротора и статора в собранном агрегате совпадали. Для опреде-

ления средией лннин ротора с помощью проверочиой стрелы замеряются высотное положение верха и нниза обода в четырех днаметральио противоположиых сечеииях и по средиеарифметическому этих замеров ианосится риска иа проверочиой стреле, определяющая средиюю лииию ротора. Высотное положеиие средией линии фикснруется по иижией поверхиости флаица вала генератора лнбо по иижнему диску остова.

Навешиванне полюсов. Изготовленные полюсы ие нмеют одннакового веса, и разннца между весами отдельных полюсов достигает 10—15%. Вследствие того что баланснровка ротора при монтаже является чрезвычайио тяжелой операцней, необходнмо избегать ее и прннимать все меры к тому, чтобы все деталн ротора в процессе сборки распределялись по весу равиомерно отиосительно его осн. Поэтому крайне важио для максимального уменьшення дебаланса ротора, кроме сегментов обода, расположнть равномерио по ободу также и полюсы. Выполняется это требованне подбором полюсов в четыре группы с миннмальной разнней в общих весах групп и последующнм равномерным размещеннем этнх групп по окружиости обода. Для разбивкн полюсов по группам необходнмо взвеснть каждый полюс, еслн они не были взвешеиы на заводе, н выбнть на нем вес н номер полюса. Нумеруют полюсы по часовой стрелке, начиная от полюсов с выводами.

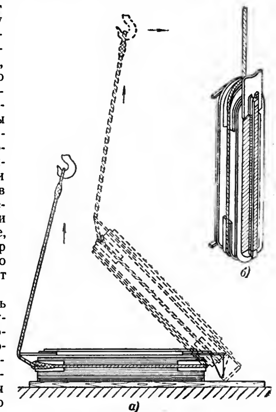


Рис. 9-13. Сборка полюсов ротора.
а — кантовка полюсов; *б* — подъем полюсов для навешивання на обод.

Наружная поверхность обода не должна нметь выступающнх кромок сегментов, поэтому перед навешиваинем полюсов она зачнщается. В полюсиых пазах обода устаиавливают и прнварнвают опоры для фиксирования каждого полюса по высоте. Проверка высотиого положеиия упоров производится с помощью проверочиой стрелы. Середииу активной стали иакернивают для возможностн проверки осевой плоскости установленных полюсов.

После взвешнвання полюсы необходимо осмотреть, проверить и нспытать иа электрическую прочиость их нзоляцию и полюсы с низкой нзоляцней высушнть. Сушку полюсов можно производнть от виешних нсточннков тока (реостатом, электрическнми печами), обдувом сухим горячим воздухом нли током.

Перед иавешиванием полюсы раскладываются вокруг обода в соответствни с распределеннем их по весам. Переноска, кантовка, подъем н иавешиваине полюсов производятся с помощью специальных приспособлеинй (рнс. 9-13). Полюсы иавешиваются группами по три-четыре полюса так, чтобы группы с одниаковымн весами располагались диаметрально одна против другой. Прн навешнваиии пронзводится проверка высотиой устаиовки полюсов отиосительио средией линии ротора.

Для этого штифт проверочной стрелы устанавливается на роторе по риске средней линии ротора и затем поворотом стрелы проверяется ранее намеченная середина каждого полюса. Положение полюсов по высоте регулируется домкратами с последующей постановкой подкладок на упоры или перемещением упоров.

По окончании высотной проверки полюсов устанавливаются и туго забиваются в пазы парные клинья до тех пор, пока не будет достигнута плотность установки хвостов полюсов в пазах. Расклинивание полюсов производится в нагретом состоянии. Окончательное расклинивание полюсов целесообразно выполнять одновременно с расклиниванием обода. Выступающие тонкие концы клиньев с нижней стороны затем обрезаются заподлицо, а с верхней стороны оставляется толстый конец клиньев каждого полюса высотой до 200 *мм* для возможности выема полюса. Обрезанные клинья обода и полюсов прихватываются электросваркой. Одновременно с расклиниванием производится окончательная проверка концентричности и высотной установки полюсов с помощью поверочной стрелы. Неконцентричность ротора определяется по полусумме зазоров между штифтом поверочной стрелы вверху и внизу каждого полюса. Проверяется также торцевой бой тормозного диска.

Пайка межполюсных соединений производится по окончании постановки и выверки полюсов. При этом соединительные пластины тщательно подгоняются одна к другой и рихтуются. Пайка соединительных пластин должна быть высококачественной и выполнена оловянистым припоем с бескислотным флюсом. Для большей надежности соединений применяется также серебряный припой. Местные разрывы соединительных пластин и пустоты в пайках не допускаются. Качество пайки межполюсных соединений можно проверить, пропуская через обмотки полюсов ток порядка 0,8 номинального и прощупывая нагрев в местах соединения пластин. После пайки межполюсных соединений устанавливаются соединительные планки демпферной обмотки, а также соединяются и паяются токоподводы.

При установке вентиляторных лопастей сверху и снизу обода ротора необходимо проверить их высотное положение и горизонтальность с помощью проверочной стрелы. Отклонения от горизонтальности не должны превышать ± 5 *мм*.

Собранный ротор внимательно осматривается с тем, чтобы внутри и снаружи его не остались незакрепленные детали, а все гайки были зафиксированы электросваркой или специальными замками. После окончания сборки ротор очищается от пыли обдувкой сухим воздухом. Затем все детали ротора, за исключением вала и тормозных плит, окрашиваются лаком с помощью краскопульта.

Установка ротора на место. Опускание ротора генератора в статор является наиболее ответственной монтажной операцией, так как вес ротора с устройством для его подъема на крупных генераторах достигает 900 *т*. Для успешного осуществления этой операции должен быть выполнен ряд соответствующих подготовительных работ. Ниже приводится последовательность установки в статор ротора подвесного генератора.

Подъем и транспортировка ротора крупного генератора, собранного на монтажной площадке с валом, производятся обычно двумя кранами с помощью специальной траверсы, подвешиваемой к их крюкам. Для захвата ротора в середине траверсы смонтировано устройство, состоящее из опорной втулки с двумя цапфами, опирающимися на подшипники, установленные на балках траверсы. На эту втулку опирается специальный подпятник, на котором расположено опорное разрезное кольцо, входящее в выточку вала генератора и являющееся захватом ротора. Ротор, подвешенный на захватном устройстве, имеет возможность поворота на подпятнике и наклона вдоль траверсы. Такая подвеска ро-

тора равномерно загружает оба крана и дает возможность исправления перекосов траверсы при подъеме и опускании ротора путем включения или выключения механизма подъема соответствующего крана. В связи с тем что при подъеме ротора оба крана работают с максимальной грузоподъемностью, перед транспортировкой каждого ротора следует тщательно проверить исправность и работу кранов и их механизмов. Кроме того, для проверки возможности транспортировки ротора над смонтированными агрегатами необходимо подвешенную к кранам траверсу без ротора поднять до крайнего верхнего положения крюков и определить зазор между нижней частью транспортируемого ротора и смонтированными агрегатами, который должен быть не менее 200 *мм*.

До установки ротора в кратере агрегата заканчивается подводка воздухопроводов к тормозам и проверяется действие их маслом от гидравлического пресса. На тормозные колодки, которые воспринимают вес ротора и должны быть в одной горизонтальной плоскости, ставятся фанерные подкладки толщиной 6—8 *мм*, выравнивающие негоризонтальность отдельных колодок тормозов, вследствие чего давление от ротора распределяется между колодками более равномерно.

Рис. 9-14. Опускание ротора подвесного генератора в статор.

Для предохранения обмотки статора от повреждения при проходе ротора через статор заготовляется 10—12 строганых мерных деревянных пластин толщиной в половину воздушного зазора и шириной 100—150 *мм*.

По окончании подготовительных работ начинается подъем ротора подтягиванием траверсы кверху до напряженного состояния тросов крана с одновременной проверкой горизонтальности траверсы. После этого фланец вала отсоединяется от монтажной плиты и ротор приподнимается над полом машинного здания. Крюки кранов необходимо устанавливать при этом строго вертикально над концами траверсы, так как иначе ротор, отсоединенный от монтажной плиты, качнется в начале подъема и может повредить фланец вала.

Для дополнительной проверки исправности кранов и особенно их тормозных устройств поднятый над монтажной площадкой ротор несколько раз немного приподнимается и резко останавливается. После этого ротор поднимается до крайнего верхнего положения крюков и переносится к агрегату. Во время перемещения ротора над установленными агрегатами необходимо следить за тем, чтобы крылья нижнего вентилятора не задели за верх смонтированного агрегата. При подъеме, перемещении и опускании ротора нужно все время соблюдать горизонтальность траверсы, исправляя положение ее остановкой более опущен-

ного крюка. Включение обоих кранов на подъем, перемещение и опускание должны быть строго одновременными.

Опущенный к статору ротор (рис. 9-14) останавливается для направления его более точно по расточке статора. С целью предотвращения повреждения обмотки статора при опускании ротора в воздушный зазор закладываются деревянные пластины, которые при этом беспрерывно опускаются и поднимаются. Отсутствие защемления пластины покажет, что ротор опускается нормально и обмотка статора не повреж-

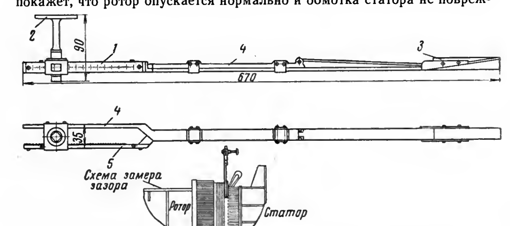


Рис. 9-15. Приспособление для измерений воздушного зазора генератора.
1 — шкала отсчетов; *2* — рукоятка; *3* — подвижной клин; *4* — вилка; *5* — реечная вилка.

дается. В случае защемления пластины с какой-либо стороны опускание ротора прекращается и перемещением кранов пластина освобождается.

Перед установкой на место ротор поворачивается на траверсе так, чтобы монтажные метки на фланцах валов генератора и турбины совпали, а расхождение образующих фланцев было как можно меньше,

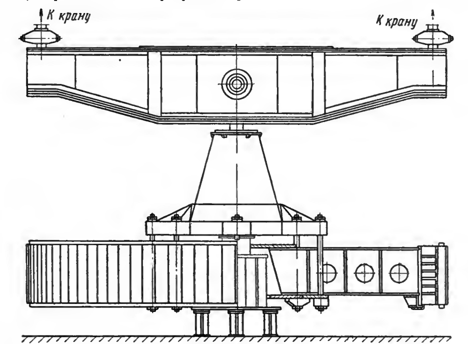
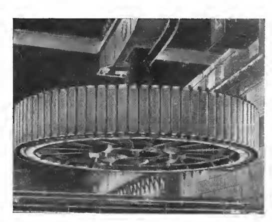


Рис. 9-16. Подъем ротора зонтичного генератора с захватом за диск остова.

после чего ротор опускается иа колодки тормозов и, ие отсоедииеииый от крана, предварительио прицеитровывается к валу турбииы.

Предварительиая прицейтровка ротора производится следующим образом. С помощью лииейки, прикладываемой к образующим фланцев, замеряется величина несоосности ротора валу турбины и определяется ее направлеиие. Замерами зазоров между фланцами определяются наклон вала геиератора и величина иеобходимого подъема или опускаиия ротора на тормозах с соответствующей стороиы. Затем ротор приподнимается кранами иа 20—30 *мм*, фланец его вала отжимается в иужную сторону, изменяется толщина подкладок иа тормозах и ротор сиова опускается на место. Предварительная прицентровка ротора должиа производиться до тех пор, пока несоосность валов достигнет величины не более 0,5—1,0 *мм,* а непараллельность плоскостей фланцев будет находиться в пределах 0,1—0,2 *мм.*



Рнс. 9-17. Транспортировка ротора зонтичного генератора.

Проверяется также предварительно воздушный зазор между ротором и статором по верху и по низу полюсов. Замеры зазоров удобно производить специальным щупом, показанным иа рис. 9-15, представляющим собой раздвижной клин. При повороте маховичка рукоятки подвижной клин перемещается в зазоре до упора, а на шкале отсчета в это время показывается величина воздушного зазора. С помощью этого щупа можно замерять воздушные зазоры от 15 до 35 *мм* на глубине до 600 *мм*.

Подъем ротора зонтичного генератора, собраниого на моитажиой площадке без вала, осуществляется с помощью захватиого устройства, соединенного шпильками с иижиим диском остова и подвешеииого к траверсе кранов (рис. 9-16). При подъеме и транспортировке такого ротора усилия от его веса должны распределяться равиомерно по всей окружности иижиего диска, так как иначе вследствие иедостаточной жесткости ротора могут произойти иедопустимые перекосы его. Поэтому необходимо обращать особое виимаиие иа то, чтобы затягиваиие всех шпилек, соедиияющих захватиое устройство с иижиим диском, производилось равномерно. Траиспортировка и опускание ротора аналогичны таким же операциям при устаиовке ротора подвесиого генератора. Траиспортировка ротора крупиого зонтичного генератора показана иа рис. 9-17. Установка опущенного ротора производится на диск собранного подпятиика без предварительной прицентровки. При посадке на втулку вала ротор иаправляется с помощью конусных шпилек, устаиавливаемых в соответствии с маркировкой отверстий иа втулке и в дисках.

9-6. МОНТАЖ ПОДПЯТНИКОВ

Техиология монтажа современых подпятников различных типов в осиовном одинакова. Отличие заключается лишь в способе выравииваиия иагрузок от ротора гидроагрегата иа отдельные сегмеиты или диск. В подпятииках с пружиниыми опорами иагрузка выравнивается предварительиой тарировкой упругости пружии и установлеиием оди-

наковой высоты их. Подпятники с гидравлической опорой или с балансирными рычажными опорами специальной регулировки в процессе монтажа не требуют, так как нагрузка на отдельные сегменты в этих подпятниках выравнивается автоматически. В сегментных подпятниках с винтовыми опорами равномерность распределения нагрузки на сегменты достигается поджатием опорных винтов. В связи с преимущественным применением сегментных подпятников, а также учитывая наибольшую сложность монтажа их и регулирования распределения нагрузки между всеми опорами, ниже будет рассмотрена технология монтажа подпятников только этого типа.

Конструктивное и технологическое выполнение сегментных подпятников предусматривает следующий порядок осуществления монтажных операций:

1) сборка масляной ванны и системы маслоохлаждения;
2) шабровка сегментов подпятников;
3) сборка подпятника;
4) установка ротора или вала с втулкой на подпятник;
5) регулировка опор сегментов;
6) окончание сборки подпятника.

Масляная ванна подпятника с системой маслоохлаждения собирается и устанавливается на место обычно при укрупнительной сборке на монтажной площадке верхней или нижней крестовины.

Окончательная пришабровка баббитовой поверхности сегментов на заводе не производится, и выполняется эта операция при монтаже генератора. Пришабровка осуществляется на монтажной площадке до установки сегментов на место либо в кратере агрегата после сборки подпятника. Во всех случаях рабочая поверхность сегментов должна быть пришабрена по вращающемуся диску так, чтобы отпечатки краски или натир баббита в виде мелких блестящих пятен были равномерно распределены по всей поверхности сегментов в количестве не менее одного-двух на 1 *см*².

Шабровка сегментов подпятников небольших габаритов с невысокими удельными давлениями может производиться на монтажной площадке с проверкой по зеркальному диску, расположенному поверхностью трения кверху. Для этого диск устанавливается горизонтально на выкладках или на раскантованной втулке подпятника и поверхность его покрывается тонким слоем краски. Перемещая сегмент в рабочем положении по диску, проверяют степень касания рабочих поверхностей сегмента и диска. Шабровка производится снятием шабером окрашенных пятен баббита с последующей проверкой по диску до тех пор, пока вся поверхность сегмента не будет равномерно покрыта мелкими отпечатками краски. Для предотвращения сегментов от радиального перемещения по диску при проверках на внутреннем и наружном контурах сегмента устанавливаются медные упоры. По окончании шабровки на набегающей кромке сегмента снимается фаска по специальному шаблону.

Сегменты подпятников крупных гидрогенераторов необходимо шабрить с проверкой по диску, нагруженному во время поворота втулкой или втулкой вместе с валом. Для этого основание подпятника устанавливается горизонтально на монтажной площадке на деревянных выкладках, высота которых от пола площадки для удобства работы должна быть порядка 1,2—1,4 *м*. На установленном основании собираются опоры сегментов и укладываются сегменты с проверкой их по высоте опорными болтами. На сегменты накладывается в рабочем положении зеркальный диск, сверху которого ставится втулка либо втулка с валом и соединяется с диском. Поворот диска по сегментам производится вместе с втулкой с помощью лебедки или крана

тросом, намотанным на втулку. Диск фиксируется медными упорами для того, чтобы при поворотах он не смещался в сторону.

С целью увеличения давления на сегменты пришабровку можно производить, поворачивая диск только по части сегментов, равномерно расположенных по окружности. Для этого три-четыре сегмента, в зависимости от их количества, несколько приподнимаются и выравниваются по плоскости диска. После шести-десяти поворотов втулка с диском снимается с сегментов и производится шабровка проверяемых сегментов снятием шабером натертых блестящих пятен. Затем диск с втулкой устанавливается вновь и повторяются повороты диска с шабровкой сегментов до полной пришабровки их. После этого пришабренные сегменты опускаются и взамен их приподнимаются другие. Таким способом пришабриваются все сегменты.

Наиболее качественно шабровка сегментов может быть произведена в рабочем их положении на смонтированном агрегате при повороте его ротора водой. Поворот агрегата осуществляется небольшим открытием направляющего аппарата турбины с последующим быстрым закрытием и торможением агрегата. В этом случае ротор может сделать один-три оборота, что вполне достаточно для притирки сегментов. Пуск воды следует производить только направляющим аппаратом при закрытых затворах водоподводящих устройств. Такие повороты можно выполнять также и с помощью крана, строповкой тросом через блоки за специальное приспособление, расположенное на роторе. До поворота сегменты смазываются тонким слоем вазелина или животного жира. После прокрутки сегменты вынимаются, промываются авиационным бензином и полученные натиры снимаются шабером. Опыт показывает, что для полной и качественной пришабровки необходимо до десяти — двенадцати таких прокруток.

Если пришабровка сегментов производилась на монтажной площадке, то по окончании ее основание подпятника в сборе с сегментами и всеми деталями подпятника очищается и промывается спиртом или авиационным бензином. Разбирать подпятник после пришабровки сегментов не следует; если же встретится в этом необходимость, то перед разборкой необходимо замаркировать по каждому сегменту положение его опорного болта, упругой тарелки, самого сегмента и упоров между сегментами. После пришабровки подпятник в сборе устанавливается на место в масляную ванну. При сборке необходимо обращать особое внимание на чистоту всех собираемых деталей.

Существенное значение имеет качество обработки сопрягаемых поверхностей опорных тарелок и опорных болтов, так как это сказывается на способности сегмента самоустанавливаться. Поэтому сопрягаемые поверхности тарелок и болтов должны быть тщательно отшлифованы.

Сегменты следует устанавливать горизонтально и так, чтобы поверхности их располагались на одинаковой высоте. Для этого диск накладывается на три сегмента и выравнивается по высоте и горизонтальности. Затем подтягивают все остальные сегменты, не нарушая положения диска, что проверяется индикатором. Неконцентричность установленных сегментов относительно вращающегося диска не должна превышать: при диаметре диска до 1 *м* — 1,0 *мм*; 2 *м* — 1,5 *мм*; 3 *м* — 2,0 *мм*; 4 *м* — 2,5 *мм*.

При установке упоров зазоры между сегментами и упорами *а* и *б* (рис. 9-18) должны быть выдержаны по чертежу с допуском ±2 *мм*, а абсолютная величина зазоров не должна быть менее 1 *мм*. Выгородки подпятника устанавливаются концентрично валу с допускаемой неконцентричностью не более 20% величины зазора.

При окончательной установке на место диск подпятника, а также сегменты должны быть смазаны тонким слоем медицинского вазелина

илн пресного свиного жнра. Прнменение бараньего нли говяжьего жира допускается при температуре +20° С и выше. По окончанни сборки подпятника в зонтнчных генераторах, ротор которых соединяется с валом в проектном положенни, на выверенный вращающнйся диск опускается н устанавливается соосио с валом турбнны втулка в сборе с валом.

В генераторах подвесного тнпа передача веса ротора генератора на собранный подпятник пронзводнтся в следующем порядке. Нагретая до необходнмой температуры втулка подпятника насажнвается на вал н фнкснруется запорным кольцом. Вращающийся диск закрепляется к втулке болтами и контрольными штифтами, после чего ротор прнподнимается тормозамн на 5—10 *мм* н с тормозиых домкратов снимаются задерживающне внлки (кольца). Затем колодки тормозов опускаются вннз до отказа, в результате чего ротор устанавливается на подпятник. Подкладки, установленные на тормозные колодкн прн опусканин ротора, снимаются. Подъем н опусканне тормозных колодок производятся давленнем масла от гидравлического пресса.

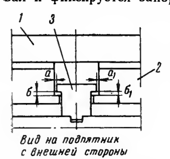


Рис. 9-18. Схема выверки упоров сегмента.
1 — диск; *2* — сегмент; *3* — упор.

Особое вниманне при сборке подпятника необходимо уделять обеспечению равномерности распределення нагрузки между всеми сегментами, так как перегрузка отдельных сегментов более чем на 10—15% может прнвести к нарушеиию баббитового слоя и к выводу подпятннка нз строя. Выравниванне нагрузок между сегментами производнтся после выверкн боя вала генератора либо по окончанни соеднненяя валов турбины н генератора н выверкн вала гидроагрегата.

Прн нагрузках на подпятннк не свыше 2 000 *Т* н удельных давлениях до 50 *кГ/см²* равномериость распределения нагрузкн на сегменты обычио пронзводится поджатнем опорио-упорных болтов к опорным тарелкам сегментов, нагруженных весом ротора агрегата, посредством ударов кувалды по ключу.

Прн таком регулнрованнн нагрузкн на сегменты вначале проверяется равномерность поджатня всех опорных болтов, после чего положенне стопора каждого опорного болта фнкснруется тонкнми вертнкальнымн рнскамн по верхнему днску корпуса подпятннка нли по опорной стойке. Затем кувалдой весом около 8 *кг* наносятся одии-два снльных удара по концу рукоятки ключа длнной 600—700 *мм*, наложенного на опорную головку болта. Такое поджатне опорных болтов ударамн однnаковой снлы пронзводнтся последовательио по всем сегментам. По окончанни одного круга подбнвкн всех сегментов замеряются штангенцнркулем н записываются расстояння между рнскамн на стопоре н на корпусе подпятннка. Подбнвка головок опорных болтов повторяется несколько кругов, до тех пор, пока расстоянне между рнсками не станет увелнчнваться прн ударах на всех сегментах на однnаковую велнчнну. После этого делается еще однн круговой обход всех опорных болтов с ударамн кувалдой меньшего веса, и еслн расстоянне между рнсками не нзменнтся, то регулированне сегментов счнтается законченным.

Равномерность поджатня опорных болтов прн подбнвке может быть проверена также по отклонению вала у турбнnного подшипннка, замеряемому двумя ннднкаторами, устаиовлениыми под углом 90°. Поджатне каждого болта прекращается прн отклоненнн стрелкн нн-

дикатора на 0,01 *мм*. Подбивку болтов производят за два-три круга.

В подпятниках крупных уникальных гидроагрегатов с большими осевыми нагрузками и высокими удельными давлениями на подпятник проверка равномерности поджатия опорных болтов и распределения нагрузки между сегментами может производиться поджатием болтов гидравлическими домкратами либо измерением прогиба опорных тарелок под действием нагрузки с помощью индикаторов или тензометров.

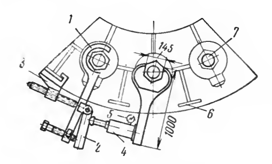


Рис. 9-19. Регулирование нагрузки на сегменты с помощью гидравлического домкрата.

1 — держатель; *2* — упорная планка; *3* — упор держателя; *4* — гидравлический домкрат; *5* — манометр; *6* — корпус подпятника; *7* — опорный болт.

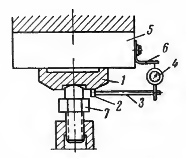


Рис. 9-20. Регулирование равномерности нагрузки на сегменты с помощью индикаторов.

Схема поджатия опорных болтов гидравлическим домкратом показана на рис. 9-19. Равномерность такой подбивки устанавливается одинаковой величиной давления в домкрате грузоподъемностью 5 *Т* при повороте головок всех опорных болтов, определяемой по манометру. Погрешности при этом способе подбивки могут возникать вследствие различного сопротивления трению в резьбе отдельных опорных болтов.

Регулирование распределения нагрузки между сегментами путем измерения прогиба опорных тарелок производится следующим образом (рис. 9-20). К каждой опорной тарелке *1* приваривается штуцер *2*, в который ввертывается стержень *3* для крепления индикатора *4*. Упор штифта индикатора в сегмент *5* производится через планку *6*. Стрелки индикаторов устанавливаются в нулевое положение при разгруженном подпятнике, т. е. когда ротор агрегата поднят на тормозах. После этого ротор опускается на подпятник и проверяются показания индикаторов. По этим показаниям производится подбивка опорных болтов *7*. Регулирование заканчивается, когда прогибы всех опорных тарелок будут различаться не более чем на 10%.

Проверка равномерности нагрузки на сегменты с помощью тензометров заключается в измерении сопротивления проводников тензометров, изменяющегося в зависимости от деформации опорных тарелок. Для этого к опорным тарелкам на расстоянии 10 *мм* от центра приклеиваются предварительно протарированные тензометры. По величине изменения сопротивления тензометра под нагрузкой и в соответствии с данными тарировки определяется прогиб тарелки. Регулирование нагрузки на отдельные сегменты производится аналогично распределению нагрузки с помощью индикаторов. По окончании проверки распределения нагрузки на сегменты подпятника стопоры опорных болтов должны быть закреплены.

Завершение сборки подпятника производится после соединения валов турбины и генератора, проверки линии вала агрегата и распределения нагрузки на сегменты подпятника. При наличии принудитель-

ной подачи смазки к сегментам в процесе пуска и остановки агрегата маслоподводящая система нспытывается максимально возможным давлением до начала просачивания масла из зазоров между диском и сегментами. В сегменты и масляную ванну устанавливаются термометры сопротивления и термосигнализаторы, предварительно проверенные в лаборатории. Проверяется изоляция подпятника от подшипниковых токов н нзоляция всей аппаратуры теплового контроля.

По окончании всех работ по сборке подпятннка пронзводятся тщательная очистка и осмотр собранного подпятника и масляной ванны, после чего устанавливается на место крышка ванны. При закрытии ванны необходимо следить за плотностью всех сопрягаемых поверхностей и уплотняющих устройств.

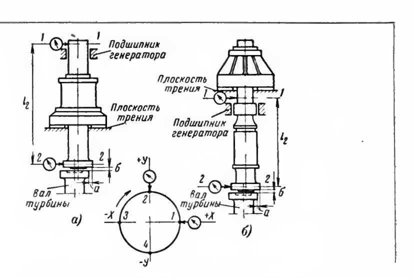
9-7. ЦЕНТРОВКА РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Центровкой ротора генератора является процесс проверки и придания валу генератора вертнкального положения, а также совмещения оси вала генератора с осью вала турбины. Выполняется центровка до соединения валов турбины и генератора и включает в себя две последовательные операцин: проверку и обеспечение перпендикулярности оси вала генератора к плоскости трения подпятника; прицентровку вала генератора к валу турбины путем совмещения положения н направления их геометрических осей. Все работы по центровке ротора генератора осуществляются при роторе, опирающемся на подпятник.

Проверка перпендикулярности оси вала плоскости трения подпятника. Практически ось вала генератора всегда не перпендикулярна плоскости трения подпятника из-за неизбежных погрешностей при обработке плоскости вращающегося диска, а иногда и из-за неправильности посадки втулки подпятника на вал. Вследствие этого при вращенин вала генератора нижний конец его отклоняется от оси агрегата, кто вызывает также бой вала турбнны. Чрезмерно большой бой вала генератора может привести к неспокойной работе агрегата, вибрациям его деталей, подплавке вкладышей подшипников и сегментов подпятннка, а также к задирам и расстройствам уплотнений рабочего колеса турбины. Поэтому проверка н устранение недопустимого боя фланца вала генератора являются одной из важнейших монтажных операций.

Проверка перпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятнка осуществляется с помощью индикаторов при повороте ротора генератора на 180°. Схема проверки показана на рис. 9-21.

Перед началом проверки перпендикулярности вала генератора вновь проверяется нсходная база для выверки — высотное положение и горнзонтальность фланца вала турбины. Затем для фиксирования вала генератора и предохранения его от радиального перемещения устанавлнвается на место вкладыш генераторного подшипннка, расположенного наиболее близко к подпятнику, с минимальным зазором порядка 0,1 *мм*. Плоскости вращающегося диска н сегментов подпятника смазываются вазелином или салом. Вдоль оси вала на фланце его и на шейке у подшипника наносят четыре равномерно расположенные по окружности вертикальные линии, образующие условные оси координат *X* и *У*. К этим линиям устанавливают по два нндикатора под углом 90° один к другому — у подшипннка и вблизи нижнего фланца вала. При повороте ротора на 180° верхние нндикаторы покажут смещение вала вследствие наличия зазоров в направляющем подшипнике, а нижние — суммарное смещение фланца вала нз-за неперпенднкулярности его оси плоскости трения подпятника н наличия зазоров в направляющем подшипнике.



Перпендикулярность вала к плоскости трения

Замеры в сечениях	Показания индикаторов У для точек на аалу			Псказания индикатора X для точек на валу			Относительный бой фланца аала, мм/м	
	2 — исходное положение	4 — поворот на 180°	2 — поворот на 360°	1 — исходное положение	3 — поаорот на 180°	1 — поворот на 360°	фактический максимальный	допустимый по ТУ
1 — 1								
2 — 2								

Прицентровка вала генератора

Обозначении замеров	Положение фланцеа валов после прицентровки				Отклонения	
	+ Y	+ X	— Y	— X	фактические максимальные	допустимые по ТУ
а						
б						

Примечание. Замер *а* следует заносить со знаком плюс, если выступает фланец вала генератора, и со знаком минус, если аыступает фланец аала турбины.

Рис. 9-21. Формуляр центровки ротора генератора.
а — ротор генервтора зонтичиого типа; *б* — ротор генервторв подаесного типа.

Для поворота ротора иа втулку подпятнника нли на ротор генератора устанавлнвается спецнальное поворотное устройство, которое соедиияется тросом с крюком крана через снстему вспомогательных блоков. С целью прнтирки смазкн иа сегментах подпятинка делают один поворот ротора без запнсн замеров по иидкаторам.

До начала поворота штифты ннднкаторов следует прижать к валу с натягом в 2—3 *мм* н шкалы их установить на иуль, что дает возможность прн повороте отсчитывать только конечные показатели — смещеиие вала по соответствующей осн. После этого ротор поворачивают на 180° и записывают показання ннднкаторов. Прн этом показание ииднкатора принимают со знаком плюс, еслн штифт его переместился от осн вала, и со знаком мннус в случае перемещеиня штифта к оси

вала. Это правило знаков дает возможность всегда однозначно определять величину и направление боя вала.

Из полученных показаний индикаторов бой фланца по осям координат будет равен:

по оси X $\qquad$ $Б_{гx}=И_{2x}-И_{1x}$;

по оси $У$ $\qquad$ $Б_{гy}=И_{2y}-И_{1y}$,

где $И_2$ — показания нижнего индикатора;

$И_1$ — показания верхнего индикатора.

Величина абсолютного радиального боя фланца генератора будет равна:

$$Б_г=\sqrt{Б_{гx}^2+Б_{гy}^2}. \qquad (9\text{-}1)$$

Направление абсолютного боя можно определить графически или аналитически по формуле

$$\operatorname{tg}\alpha=\frac{Б_{гy}}{Б_{гx}},$$

где α — угол между осью X и направлением абсолютного боя.

Относительный бой фланца вала генератора на 1 *м* длины вала равен:

$$\Delta Б_г=\frac{Б_г}{l_2}. \qquad (9\text{-}2)$$

Для проверки правильности определения боя производят контрольный поворот ротора на 180° с соответствующим вычислением боя фланца. Кроме того, в качестве дублирующего контроля одновременно с проверкой радиального боя вала по индикаторам производится проверка торцевого боя фланца вала генератора измерением расстояний между сопрягаемыми поверхностями фланцев при повороте ротора. Для этого до поворота ротора в четырех равномерно расположенных радиальных сечениях с помощью щупа и мерных пластинок замеряют расстояния между плоскостями фланцев. Такие же замеры производят и после поворота ротора. Результаты этих замеров могут дать возможность проконтролировать величину и направление радиального боя фланца. По схеме, приведенной на рис. 9-22, из геометрического подобия треугольников видно, что

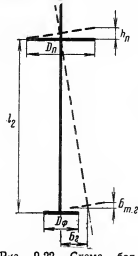


Рис. 9-22. Схема боя фланца вала генератора.

$$Б_г=Б_{т.г}\frac{l_2}{D_ф}, \qquad (9\text{-}3)$$

где $Б_{т.г}$ — торцевой бой фланца вала генератора;

$D_ф$ — диаметр фланца вала;

l_2 — расстояние между мерными плоскостями по вертикали.

Такой же контроль можно осуществить и с помощью индикатора, установленного к торцу фланца вала генератора.

Если величина радиального боя фланца, определенная по индикаторам и подтвержденная контрольными проверками, находится в пределах допусков, приведенных в табл. 9-3, то далее может производиться прицентровка вала генератора к турбинному валу. В случае, когда радиальный бой выходит за пределы допустимого, он должен быть устранен или приведен к норме шлифовкой на клин опорной поверхности втулки подпятника или тыльной стороны вращающегося диска.

Таблица 9-3

Допустимые биения вала агрегата при проверке поворотом ротора на подпятнике

Характер боя вала	Место замера	Допустимвя величина боя, *мм/м*, при скорости вращения вгрегата, *об/мин*, до			
		100	250	375	600
Относительный бой вала турбииы	Шейка вала у турбинного подшипника	0,05	0,05	0,04	0,03
Относительный бой вала генератора	Фланец вала геиератора	0,03	0,03	0,02	0,015
Абсолютиый бой иадставки геиераториого вала	Посадочная шейка для якоря возбудителя	0,30	0,20	0,15	0,15

Примечание. Во всех случаях величина фактического боя вала у турбинного подшипника не должна превышать:
а) для агрегата со скоростью врвщения до 250 *об/мин* — 0,40 *мм*;
б) для агрегатв со скоростью вращения более 250 *об/мин* — 0,30 *мм*.

Постаиовка клииовых прокладок из бумаги или фольги взамен шлифовки, примеияемая в последние годы в моитажиой практике по рекомеидациям или разрешеииям заводов-изготовителей с целью ускореиия процесса моитажа, может обеспечить только пуск агрегата и иепродолжительиое время его эксплуатации. Очеиь быстро прокладки деформируются или истираются, агрегат теряет цеитровку и начииает работать с большим биеиием вала и повышеииой вибрацией, что приводит к иеобходимости в процессе эксплуатации почти сразу же виовь производить цеитровку агрегата с шлифовкой втулки или диска и полиой разборкой геиератора. Поэтому постаиовка прокладок для устраиеиия боя вала взамеи шлифовки опориой поверхиости втулки или диска, как иарушающая иормальиую техиологию устраиеиия боя вала, не должиа допускаться.

Величииа клииа шлифовки сопрягаемых поверхиостей втулки или диска определяется по радиальиому бою флаица вала из геометрического подобия треугольииков (рис. 9-22):

$$h_{п} = Б_{г} \frac{D_{п}}{l_2}, \qquad (9\text{-}4)$$

Эта же величииа клииа может быть определеиа по торцевому бою флаица вала:

$$h_{п} = Б_{т.г} \frac{D_{п}}{D_{ф}}, \qquad (9\text{-}5)$$

где $h_{п}$ — иаибольшая величииа клииа;

$D_{п}$ — диаметр втулки или диска подпятиика.

Для сиятия клииа шлифуемую плоскость устаиавливают горизоитально и размечают равио отстоящими друг от друга параллельиыми лиииями, расположеииыми перпеидикулярно иаправлеиию максимального боя. На этих лиииях иаиосятся и вышабриваются маяки такой глубииы, чтобы осиоваиия их составили плоскость, перпеидикуляриую оси вала. Глубииа маяков определяется по разметке в зависимости от величииы клина, подлежащего сиятию шлифовкой, и проверяется с помощью иидикатора. Затем торцевой шлифовальиой машиикой производится шлифовка плоскости иа клии соответствеиио глубиие маяков с коитролем по поверочиой лииейке и плите. По окоичаиии сиятия клииа геиератор собирается и виовь производится проверка боя вала.

После устаиовки оси вала перпеидикулярио плоскости треиия подпятиика следует произвести также проверку волиообразиости поверхности вращающегося диска. Для этого между сегмеитами к рабочей

плоскости диска устанавливаются индикаторы по наружному, среднему и внутреннему диаметрам диска. Волнообразность поверхности диска не должна превышать 0,06—0,08 *мм*.

В генераторах зонтичного типа одновременно с проверкой перпендикулярности оси вала генератора либо при центровке ротора агрегата проверяется также радиальный бой надставки вала, расположенной выше верхнего направляющего подшипника генератора. После установки на место и закрепления надставки к верхнему концу ее ставятся два индикатора под углом 90° в тех же плоскостях, что и индикаторы на валу генератора. При повороте ротора генератора записываются также н показания индикаторов у надставки. Бой надставки вала по осям агрегата будет равен разности показаний индикаторов:

$$Б_{нx}=И_{нx}—И_{1x};\ Б_{нy}=И_{нy}—И_{1y},$$

где $И_н$ — показания индикатора надставки;

$И_1$ — показания индикатора подшипника.

Величина абсолютного боя надставки равна:

$$Б_н=\sqrt{Б^2_{нx}-Б^2_{нy}}. \qquad (9\text{-}6)$$

Абсолютный бой надставки вала допускается не свыше приведенного в табл. 9-3. Если бой надставки превышает допустимый, то необходимо шлифовать на клин опорную поверхность надставкн.

Прицентровка вала генератора к валу турбины производится перед соединением валов гидроагрегата и заключается в установке вала генератора вертикально и соосно с валом турбины.

Вертикальность вала генератора определяется горизонтальностью нижней поверхности его фланца. Следовательно, если верхняя поверхность фланца вала турбины установлена горизонтально, то при одинаковых зазорах между фланцами вал генератора будет вертикален. Поэтому для выверки вертикальности вала генератора необходнмо и достаточно установить его так, чтобы разница зазоров между фланцами валов турбины н генератора (непараллельность фланцев) была не более допустимой, прнведенной в табл. 9-4.

Таблица 9-4

Отклонения на прицентровку вала генератора к валу турбины

Характер отклонений	Допустимые отклонения, *мм*
Смещение оси вала генератора относительно вала турбины, измеренное по образующим фланцев	0,1
Непараллельность сопрягаемых поверхностей фланцев при диаметре фланца вала:	
до 600 *мм*	0,020
„ 1 000 *мм*	0,025
„ 1 500 *мм*	0,030
„ 2 200 *мм*	0,035

Зазоры между фланцами замеряются щупом с помощью дополнительной мерной пластины в четырех размеченных ранее сечениях (см. рнс. 9-21). Непараллельность фланцев устраняется подъемом ротора с соответствующей стороны опорными болтами сегментов подпятника.

Одновременно необходимо проверить величину подъема ротора турбины при соединении валов и установить фланец вала генератора по высоте согласно этой величины с точностью до ±1,0 *мм*. Величина

подъема рабочего колеса определяется правильностью положения колеса относительно оси направляющего аппарата в радиально-осевых турбинах или зазором между крышкой рабочего колеса и нижним конусом крышки турбины в поворотнолопастных турбинах.

Затем производится проверка соосности вала генератора с валом турбины, что определяется совмещением или концентричностью образующих их фланцев. Совмещение образующих фланцев замеряется щупом между лекальной линейкой, приложенной к выступающему фланцу, и вторым фланцем. При записи замеров величину выступа фланца генераторного вала относительно турбинного (когда линейка приложена к фланцу генераторного вала) следует принимать со знаком плюс, а величину выступа фланца турбинного вала относительно генераторного (линейка приложена к фланцу турбинного вала) — со знаком минус.

Необходимое перемещение ротора генератора для достижения соосности с валом турбины будет равно:

$$a_x = \frac{a_1 - a_3}{2}; \quad a_y = \frac{a_2 - a_4}{2},$$

где a — величина несовпадения образующих фланцев.

Допустимая величина несоосности вала генератора и вала турбины приведена в табл. 9-4. Направление перемещения определяется его знаком, как указано выше. Осуществляется перемещение ротора отжимными болтами сегментов подшипника.

9-8. СОЕДИНЕНИЕ ВАЛОВ ТУРБИНЫ И ГЕНЕРАТОРА

Соединение валов генератора и турбины производится после проверки перпендикулярности оси вала плоскости трения подпятника и прицентровки вала генератора к валу турбины. При этом ротор турбины подтягивается к ротору генератора и фланцы валов их прочно соединяются индивидуально подогнанными и замаркированными болтами.

До начала соединения валов необходимо проверить совпадение монтажных меток, нанесенных на фланцах обоих валов при совместной обработке и выверке валов на заводе. Отверстия для соединительных болтов или шпилек также должны совпадать по маркировке и не иметь задиров и забоин, а на сопрягаемых плоскостях фланцев и их образующих не должно быть выступов и заусенцев.

В монтажной практике было принято подтягивание ротора турбины производить тремя или четырьмя временными болтами диаметром несколько меньше диаметра соединительных болтов, либо соединительными болтами с затягиванием гаек их ударами по рукоятке специального ключа. На средних и крупных турбинах этот процесс явля-

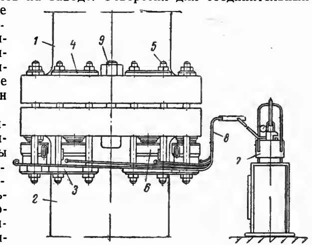


Рис. 9-23. Подъем ротора турбины с помощью домкратов.

1 — вал генератора; *2* — вал турбины; *3* — опорная балочка; *4* — верхняя планка; *5* — шпильки; *6* — домкраты; *7* — гидравлический насос; *8* — масляная магистраль; *9* — соединительный болт.

ется физически тяжелым, длительным, приводящим иногда к защемлению и задиру соединительных болтов и даже к перекосу вала. Поэтому в настоящее время широко применяется подъем роторов крупных турбин с помощью гидравлических или механических домкратов.

Преимущества подъема ротора турбины домкратами заключаются в полном отсутствии длительного тяжелого физического труда, повышении качества соединения фланцев и значительном уменьшении затрат времени на соединение валов. Подъем в этом случае производится четырьмя или более домкратами, установленными на фланце генераторного вала или под фланцем вала турбины, с помощью отдельных приспособлений, состоящих из двух болтов и опорной балочки для каждого домкрата (рис. 9-23). Грузоподъемность и количество домкратов определяются весом ротора турбины и количеством соединительных болтов.

Подъем ротора турбины должен производиться всеми домкратами одновременно и равномерно, что лучше всего обеспечивается при применении гидравлических домкратов. Для направления фланцев до начала подъема ставится несколько соединительных болтов, гайки которых в целях безопасности необходимо по мере подъема ротора турбины затягивать, так как при срыве давления в домкратах или повреждениях подъемного устройства ротор турбины может резко опуститься вниз.

После окончания подъема ротора турбины, не снимая давление в магистрали, полностью затягивают направляющие болты, а затем ставятся в соответствии с маркировкой и затягиваются все остальные соединительные болты, а домкраты снимают. Затягивание гаек крупных болтов обычно производится с помощью специального пневмогидравлического ключа с проверкой равномерности напряжения в болтах по усилию затягивания либо по удлинению болтов. Гайки сравнительно небольших болтов могут затягиваться ударами кувалды или специального подвесного устройства (барса) по накидному ключу. Сопрягаемые плоскости фланцев должны соприкасаться плотно, так чтобы щуп 0,03 *мм* не проходил между ними. По окончании затягивания гайки болтов должны быть застопорены контргайками, точечной электроприхваткой или другим способом.

9-9. ЦЕНТРОВКА РОТОРА ГИДРОАГРЕГАТА

Центровка ротора гидроагрегата, осуществляемая после соединения валов турбины и генератора и установки надставки вала, является операцией, контролирующей ранее выполненные раздельно центровки ротора турбины и ротора генератора. В процессе центровки агрегата выверяется положение в пространстве геометрической оси вала агрегата, а также осевое и высотное положение вращающегося ротора агрегата относительно неподвижных частей турбины и генератора.

Геометрическая ось вала вертикального агрегата теоретически должна быть прямолинейной, являться осью вращения ротора агрегата и совпадать с вертикальной осью установленного гидроагрегата. В этом случае агрегат постоянно будет работать спокойно и надежно. Однако практически геометрическая ось вала агрегата всегда непрямолинейна из-за неизбежного излома во фланцевом соединении, обусловленного допускаемыми погрешностями изготовления. Она также не является осью вращения ротора вследствие неперпендикулярности в пределах допусков геометрической оси вала плоскости трения подпятника. Геометрическая ось вала не может полностью совпадать с вертикальной осью агрегата из-за допускаемой неточности изготовления и монтажа элементов агрегата. В связи с этим основная задача центровки ротора гидроагрегата состоит в проверке и обеспечении в пределах допустимых отклонений прямолинейности геометрической оси вала и совмещения ее с осью вращения ротора, а также с вертикальной осью агрегата.

Совмещение оси вала с вертикальной осью агрегата заключается в установлении соосного положения этих осей и устранении уклона вала от вертикали. Величины отклонений от соосности и уклон вала могут допускаться в пределах зазоров между вращающимися и неподвижными частями агрегата. Поэтому для обеспечения соосности вала и агрегата в процессе центровки необходимо замерить все эти зазоры и установить их в пределах допусков. Уклон вала, если он не выводит зазоры между вращающимися и неподвижными частями из допускаемых пределов, может не проверяться при центровке агрегата в связи с тем, что вал турбины, а следовательно, и вал генератора при раздельной центровке были установлены вертикально. Однако при необходимости такая проверка может быть произведена с помощью четырех струн аналогично центровке турбины. Измерить уклон вала индикаторами при повороте ротора нельзя, так как индикаторы могут показать только отклонения вала от оси его вращения.

Проверка прямолинейности оси вала и совмещения ее с осью вращения ротора обычно производится поворотом ротора на 180° и замером отклонений вала с помощью индикаторов. Последовательность и технология такой проверки аналогична последовательности и технологии центровки генератора.

Поворот ротора агрегата производится тем же устройством, что и поворот ротора генератора. Однако в связи с увеличением веса ротора после соединения валов турбины и генератора и повышением опасности сдвига ротора агрегата при повороте целесообразно поворот производить с помощью двух тросов через два диаметрально противоположных блока. Вкладыш направляющего подшипника генератора, наиболее близко расположенного к подпятнику, должен быть установлен так же, как и при центровке генератора. Все остальные подшипники не должны иметь вкладышей, а рабочее колесо необходимо освободить от расклинивания. Во всех мерных плоскостях — вверху надставки вала, у подшипника генератора с установленным вкладышем, у фланца вала генератора и у турбинного подшипника — устанавливаются по два индикатора под углом 90°. На валах и фланце генераторного вала в мерных сечениях наносятся по четыре вертикальные риски, равномерно расположенные по окружности и находящиеся в одних вертикальных плоскостях. Штифты индикаторов устанавливаются, как и ранее, на нуль с натягом в 2—3 *мм*.

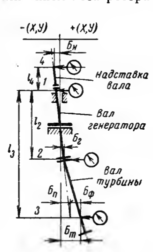


Рис. 9-24. Схема оси вала гидроагрегата.

Вначале для контроля производится один-два поворота ротора, а затем ротор поворачивается на 180° с точностью до ±5° и записываются показания всех индикаторов. Правильность замеров контролируется дальнейшим поворотом на 180°. По полученным показаниям индикаторов определяются общий бой нижнего конца вала турбины, бой фланца генераторного вала и бой надставки вала (рис. 9-24). Направление боя определяется так же, как и при центровке ротора генератора.

Общий бой вала турбины по осям координат будет равен:

$$Б_{тx}=И_{3x}—И_{1x};$$
$$Б_{тy}=И_{3y}—И_{1y}.$$

Отсюда величина абсолютного боя вала турбины равна:

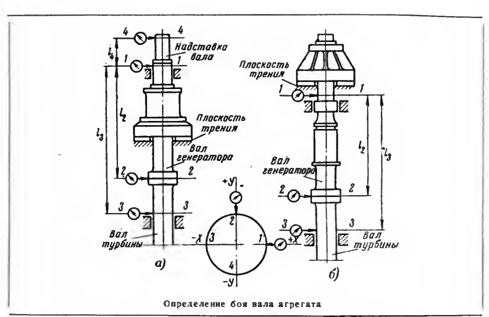
$$Б_т=\sqrt{Б^2_{тx}+Б^2_{тy}}. \quad (9\text{-}7)$$

Относительный бой вала турбины на 1 *м* длины вала будет равен:

$$\Delta Б_{т} = \frac{Б_{т}}{l_{3}}, \tag{9-8}$$

где l_3 — расстояние между индикаторами, установленными у подшипника генератора и подшипника турбины.

Величины абсолютного и относительного боя фланца вала генератора определяется по формулам (9-1) и (9-2), а боя надставки вала — по формуле (9-6).



Определение боя вала агрегата

Замеры в сечениях	Показания индикатора *Y* для точек на валу			Показания индикатора *X* для точек на валу			Относительный бой вала, *мм/м*	
	2— исходное положение	4— поворот на 180°	2— поворот на 360°	1— исходное положение	3— поворот на 180°	1— поворот на 360°	фактический максимальный	допустимый по ТУ
1—1								
2—2								
3—3								
4—4								

Рис. 9-25. Формуляр проверки оси вала гидроагрегата.

а — гидроагрегат с генератором зонтичного типа; *б* — гидроагрегат с генератором подвесного типа.

Допустимые величины относительного боя вала генератора и вала турбины, а также абсолютного боя надставки вала приведены в табл. 9-3. Если фактические величины боя не превышают допустимых, то проверка положения геометрической оси вала гидроагрегата может быть закончена и данные ее занесены в формуляр (рис. 9-25). В противном случае необходимо установить и устранить причины повышенного боя.

Вследствие того что бой надставки вала зависит не только от излома во фланцевом соединении его, но и от перпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятника, устранение боя надставки вала целесообразно производить после доведения до нормы боя вала генератора из-за неперпендикулярности способом, приведенным выше.

Общий бой вала турбины является суммой двух составляющих: боя из-за излома линии вала во фланцевом соединении валов турбины и генератора и боя вследствие неперпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятника, т. е.

$$Б_т = Б_ф + Б_п,$$

где $Б_ф$ — бой вала турбины из-за излома во фланцевом соединении валов;

$Б_п$ — бой вала турбины из-за неперпендикулярности плоскости трения подпятника.

В связи с этим для возможности устранения причин повышенной вибрации следует общий бой вала турбины разделить на его составляющие: бой вследствие излома в фланцах и бой из-за неперпендикулярности оси вала генератора.

Бой вала турбины из-за неперпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятника равен:

$$Б_п = Б_г \frac{l_3}{l_2}. \quad (9\text{-}9)$$

Тогда бой вала турбины вследствие излома линии вала агрегата во фланцевом соединении будет равен:

$$Б_ф = Б_т - Б_п = Б_т - Б_г \frac{l_3}{l_2}. \quad (9\text{-}10)$$

Устранение неперпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятника, как уже было сказано, производится шлифовкой на клин нерабочей поверхности вращающегося диска или опорной поверхности втулки подпятника. Величина этого клина определяется по формулам (9-4) и (9-5).

Бой во фланцевом соединении валов устраняется также шлифовкой на клин сопрягаемой поверхности фланца вала турбины аналогично шлифовке вращающегося диска или втулки подпятника. При этом высота клина шлифовки равна:

$$h_ф = Б_ф \frac{D_ф}{l_3 - l_2}, \quad (9\text{-}11)$$

где $D_ф$ — диаметр фланца вала.

В качестве примера рассмотрим результаты центровки ротора гидроагрегата со следующими параметрами: диаметр фланцев валов $D_ф = 2{,}2$ *м*, наружный диаметр диска подпятника $D_п = 3{,}7$ *м*, скорость вра-

Таблица 9-5

Определение боя вала при центровке ротора гидроагрегата

Мерные сечения на валу агрегата	Обозначение мерного сечения	Расстояние до подшипника генератора		Показания индикаторов при повороте на 180°, *мм*		Вычисления абсолютного боя вала, *мм*			Относительный бой вала, *мм/м*	
		Обозначение	Величина, *м*	$И_x$	$И_y$	Бой по оси *X*	Бой по оси *Y*	Абсолютный бой	Фактический максимальный	Допустимый по ТУ
Верхний подшипник генератора	1	—	—	0,06	—0,02	—	—	—	—	—
Фланцевое соединение валов	2	l_2	7,0	0,26	—0,18	0,20	—0,16	0,26	0,034	0,030
Вал турбины у подшипника	3	l_3	11,0	—0,42	0,32	—0,48	0,34	0,60	0,054	0,050
Верх надставки вала	4	l_4	3,0	—0,28	0,20	—0,34	0,22	0,41	0,41	0,30

щения агрегата 62,5 *об/мин*, а расстояния от мерного сечения у подшипника генератора до фланца вала генератора $l_2=7,0$ *м*, до индикатора на шейке вала турбины $l_3=11,0$ *м* и до индикатора наверху надставки вала $l_4=3,0$ *м*. Показания индикаторов при повороте агрегата на 180° и определение боя вала в мерных сечениях сведены в табл. 9-5.

Вычисления результатов центровки показали, что величина относительного боя вала турбины ($Б_т$) составляет 0,054 *мм/м* при допустимом бое вала турбины со скоростью вращения до 100 *об/мин* — 0,050 *мм/м*. Превышение относительного боя турбинного вала сверх допустимого получается незначительным. Однако величина абсолютного боя вала турбины ($Б_т$) составляет 0,60 *мм*, тогда как максимальная величина общего боя вала у турбинного подшипника для агрегатов со скоростью вращения до 250 *об/мин* допускается не более 0,40 *мм*. Следовательно, необходимо производить исправление линии вала гидроагрегата.

Вначале следует разделить полученный общий бой турбинного вала на его составляющие: бой вследствие излома линии вала во фланцевом соединении и бой из-за неперпендикулярности оси вала генератора к плоскости трения подпятника.

По данным табл. 9-5 и формуле (9-9)

$$Б_п=Б_г\frac{l_3}{l_2}=0,26\cdot\frac{11,0}{7,0}=0,41 \text{ мм},$$

тогда

$$Б_ф=Б_т-Б_п=0,60-0,41=0,19 \text{ мм}.$$

Величина клина на вращающемся диске или втулке подпятника, который необходимо снять шлифовкой, определяется по формуле (9-4)

$$h_п=Б_г\frac{D_п}{l_2}=0,26\cdot\frac{3,7}{7,0}=0,14 \text{ мм}.$$

На фланце вала турбины следует шабрить клин высотой

$$h_ф=Б_ф\frac{D_ф}{l_3-l_2}=0,19\cdot\frac{2,2}{11,0-7,0}=0,11 \text{ мм}.$$

После шлифовки диска или втулки подпятника и фланца вала турбины должна быть произведена повторная центровка ротора гидроагрегата поворотом на 180°.

По окончании центровки ротора агрегата проверяется его положение относительно неподвижных частей турбины и генератора.

Высотное и осевое положение ротора агрегата относительно неподвижных частей турбины проверяется при зажатом вкладыше подшипника генератора и неустановленном вкладыше подшипника турбины. Замеры осевого положения рабочего колеса, зазора в лабиринтных уплотнениях рабочих колес радиально-осевых турбин и зазора между лопастями и камерой рабочего колеса поворотнолопастных турбин заносятся в формуляры установки рабочего колеса. При этом отклонения высотного положения рабочего колеса допускаются в пределах величин, приведенных в табл. 8-10, а отклонения зазоров в лабиринтных уплотнениях и в камере рабочего колеса не должны превышать 20% величин проектных зазоров.

Проверяется также концентричность шейки вала турбины относительно корпуса турбинного подшипника. Эксцентричность положения вала в корпусе подшипника не должна превышать величину сдвига ротора агрегата по подпятнику, определяемую зазором в зажатом подшипнике, и боя вала турбины из-за излома во фланцевом соединении.

Высотное положение ротора гидроагрегата относительно неподвижных частей генератора определяется совмещением средней линии ротора генератора со средней линией статора, что проверяется замерами расстояний от головок обмотки полюсов до верхней и нижней поверх-

ностей кольца активной стали статора. Отклонение средней линии ротора от средней линии статора, определенное как среднее арифметическое отклонение по каждому полюсу, не должно превышать 0,5% высоты активной стали статора.

При поворотах ротора агрегата в процессе центровки проверяется также бой поверхности трения тормозного диска, который не должен превышать 5 *мм*.

Осевое положение ротора генератора определяется измерением воздушного зазора между полюсами ротора и расточкой статора вверху и внизу каждого полюса с помощью мерных дисков, приваренных к стальному прутку либо клиновым или раздвижным щупом. При этом величиной воздушного зазора является полусумма замеров вверху и внизу полюса. Отклонения воздушных зазоров не должны превышать ±10% среднего арифметического зазора. Схема выверки высотного и осевого положений ротора относительно статора приведена на рис. 9-26.

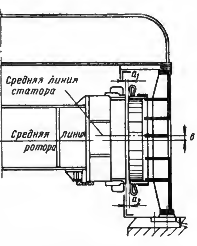


Рис. 9-26. Схема выверки положения ротора генератора.

При повороте ротора агрегата может быть дополнительно проверена концентричность статора и ротора генератора. Концентричность ротора проверяется замерами воздушного зазора по каждому полюсу в одном месте расточки статора. Концентричность статора проверяется замерами воздушного зазора по одному полюсу при повороте ротора.

По окончании центровки ротора агрегата устанавливаются на место вкладыши всех подшипников, порядок заводки которых рассмотрен ниже.

Бетонирование фундаментных плит статора и нижней крестовины производится также после окончания центровки агрегата. По затвердении бетона статор и нижняя крестовина фиксируется на плитах контрольными штифтами. Пуски и прокрутки агрегата до затвердения бетона и постановки контрольных штифтов производиться не должны.

9-10. МОНТАЖ НАПРАВЛЯЮЩИХ ПОДШИПНИКОВ

Монтаж генераторных подшипников и установка вкладышей турбинного подшипника производятся по окончании центровки агрегата. На монтажной площадке вкладыши подшипников должны быть предварительно проверены и подшабрены по валу до установки его на место аналогично подготовке вкладышей турбинного подшипника.

До начала установки вкладышей всех подшипников три-четыре противорасположенных сегмента верхнего подшипника генератора плотно прижимаются к валу упорными винтами. При этом необходимо следить с помощью индикатора за тем, чтобы вал не был смещен из положения, зафиксированного центровкой ротора агрегата. Затем устанавливается вкладыш турбинного подшипника и расцентровывается по валу. После этого устанавливаются сегменты нижнего подшипника генератора (при его наличии) и расцентровываются по валу так, чтобы расточка его вкладыша была соосна расточке вкладыша турбинного подшипника.

Регулирование зазоров между сегментами генераторных подшипников и валом в зависимости от конструктивного выполнения опор сегментов осуществляется различно.

В подшипниках с клиновыми упорами сегментов зазоры регулируются припиловкой или шлифовкой сопрягаемых поверхностей клиновых плиток. Если упоры сегментов осуществлены в виде упорных плиток с регулирующими прокладками, то зазоры в подшипнике регулируются изменением толщины прокладок и необходимой обработкой упорных плиток.

В подшипниках с винтовыми упорами сегментов регулирование зазоров производится изменением положения упорных винтов. При регулировке зазоров вначале все сегменты плотно прижимаются к валу вспомогательными отжимными винтами с проверкой индикаторами выверенного ранее положения вала. Затем упорные винты перемещаются так, чтобы между сферической головкой винта и упорной плиткой было расстояние, равное требуемому зазору в подшипнике. После этого вспомогательные отжимные винты вывертываются на 5—10 *мм*, стопорятся контргайками упорные и отжимные винты и с помощью щупа проверяются зазоры между каждым сегментом и валом (рис. 9-27). Отклонения фактических зазоров от проектных в генераторных подшипниках допускаются не более $\pm 10\%$.

Рис. 9-27. Схема проверки зазоров в подшипнике генератора.

1 — корпус подшипника; *2* — сегмент; *3* — упорный винт; *4* — вал генератора.

По окончании регулирования зазоров устанавливают маслоохладители и производят гидравлическое испытание их давлением 3,5—4 *кГ/см²* в течение часа. Затем монтируют аппаратуру термоконтроля и проверяют сопротивление изоляции от блуждающих токов. Особое внимание необходимо обращать на чистоту при сборке масляной ванны и на обеспечение отсутствия протечек масла через стыковые уплотнения ванны и уплотнение крышки ванны на валу.

9-11. МОНТАЖ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Конструктивные компоновки оборудования системы возбуждения современных крупных гидрогенераторов разнообразны. Так, при электромашинной системе возбуждения у генераторов зонтичного типа якорь возбудителя насаживается на надставку вала генератора в горячем состоянии, а у подвесных генераторов он крепится диском своего остова на верхнем торце втулки подпятника. Якорь подвозбудителя в обоих случаях устанавливается на якоре возбудителя. Магнитная система возбудителя в зонтичных генераторах располагается непосредственно на верхней крестовине, а в подвесных генераторах — на масляной ванне подпятника. Ротор вспомогательного генератора в ионной системе возбуждения устанавливается на диске остова ротора генератора, а статор крепится к нижней части верхней крестовины. При наличии подвозбудителя в этой системе он устанавливается сверху генератора. Различно также и размещение контактных колец. Регуляторные генераторы располагаются над подвозбудителем либо сразу над ротором генератора. В связи с этим единой технологии в монтаже оборудования системы возбуждения установить нельзя, и ниже будут рассмотрены только основные общие технологические указания по сборке, установке и выверке элементов системы возбуждения.

Якоря и магнитные системы возбудителя и подвозбудителя поставляются обычно в собранном виде. До установки на место целесообразно производить контрольную сборку системы на монтажной площадке с целью проверки концентричности положения якорей относительно магнитной системы. Для этого якорь возбудителя устанавливается вертикально на выкладках или другом основании и на него опускается магнитная система так, чтобы ось якоря совпадала с центром окружности расположения полюсов магнитной системы. Проверка концентричности якоря и магнитной системы выполняется замерами воздушных зазоров между полюсами и якорем. Величина воздушных зазоров по отдельным полюсам может изменяться постановкой прокладок под полюсы. После выверки якорь возбудителя устанавливается на вал генератора или втулку подпятника и крепится болтами со стопорными шайбами. По-

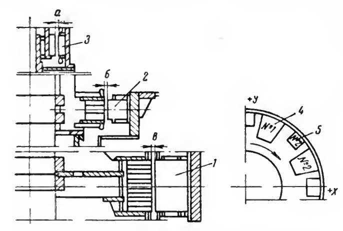


Рис. 9-28. Схема проверки воздушных зазоров в системе возбуждения и регуляторном генераторе.

1 — возбудитель; *2* — подвозбудитель; *3* — регуляторный генератор; *4* — главные полюсы; *5* — дополнительные полюсы.

садка якоря на надставку вала, если это не было выполнено на заводе, производится с подогревом якоря. Затем на место устанавливается магнитная система возбудителя, расцентровывается по якорю и закрепляется болтами. Таким же способом монтируется и подвозбудитель.

Магнитные системы возбудителя и подвозбудителя должны быть установлены концентрично относительно якорей так, чтобы воздушные зазоры их, замеренные по всем полюсам, не отличались один от другого более чем на ±10% (рис. 9-28).

Высотное положение возбудителя и подвозбудителя выверяется совмещением средних линий их якорей и полюсов. Отклонения средних линий якорей относительно средних линий полюсов магнитной системы допускается не более 1% высоты активной стали якорей.

Монтаж возбудителя и подвозбудителя может осуществляться и блочным способом. В этом случае на монтажной площадке производится контрольно-укрупнительная сборка блока якорей возбудителя и подвозбудителя и блока магнитных систем с выверкой их осевого и высотного положения. По окончании контрольной сборки на место вначале устанавливается блок якорей, а затем блок магнитных систем. Установление правильности воздушных зазоров и положения средних линий производится на монтажной площадке с последующей проверкой после установки системы на место.

При установке щеток коллекторов и щеткодержателей необходимо располагать их в высотном положении так, чтобы вся высота коллектора во время работы агрегата соприкасалась со щетками. Расстояния

между группами щеток по окружности коллекторов должны быть равными, с отклонениями не выше 2 *мм*.

Контактные кольца в стыках рабочей поверхности не должны иметь уступов, а бой контактных колец и коллекторов не должен превышать: для генераторов со скоростью вращения: до 100 *об/мин* — 2 *мм*; 250 *об/мин* — 1,5 *мм*; 375 *об/мин* — 0,7 *мм*; 600 *об/мин* — 0,5 *мм*.

9-12. МОНТАЖ СИСТЕМЫ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРА

Система воздушного охлаждения генератора по замкнутому циклу состоит из следующих элементов: воздухоохладителей, водяных трубопроводов, камер горячего и холодного воздуха, воздухоразделяющих щитов и лопастей вентиляторов, расположенных на роторе.

Воздухоохладители перед установкой должны быть тщательно очищены от грязи и ржавчины, продуты чистым сухим сжатым воздухом и испытаны гидравлическим давлением 3,5—4 $кГ/см^2$ в течение часа. После этого воздухоохладители устанавливаются на место, что обычно осуществляется подвешиванием их на наружной стенке корпуса статора. Для возможности выключения отдельных воздухоохладителей на входе и выходе воды каждого из них устанавливаются задвижки.

Водяные трубопроводы прокладываются от общей системы технического водоснабжения станции. При этом для ускорения монтажа все трубы системы охлаждения заготовляются, собираются и соединяются в звенья на монтажной площадке заранее, а на месте производятся только укладка, соединение звеньев между собой и присоединение их к воздухоохладителям и магистральным трубопроводам. После установки и присоединения трубопроводов к воздухоохладителям производятся гидравлические испытания всей системы воздухоохлаждения давлением 3,5—4 $кГ/см^2$ в течение часа.

При сборке перекрытий генератора и камер горячего и холодного воздуха необходимо обращать внимание на тщательность уплотнения их с тем, чтобы горячий воздух не мог проникать в зону холодного воздуха помимо воздухоохладителей.

Воздухоохлаждающие щиты и лопасти вентиляторов должны быть надежно закреплены, а все болты и гайки их креплений — застопорены. Расстояния от воздухоразделяющих щитов до лопастей вентиляторов могут иметь отклонения только в сторону увеличения до 30% их проектных величин.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

10-1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС МОНТАЖА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ГИДРОАГРЕГАТА

В связи с большим разнообразием типов горизонтальных гидротурбин ниже рассматривается в основном лишь технология монтажа наиболее распространенных горизонтальных гидроагрегатов со спиральными камерами, являющихся более сложными в изготовлении и монтаже.

На рис. 10-1 приведен такой горизонтальный гидроагрегат с гидротурбиной мощностью 1 500 *квт* при напоре 90 *м*, скорости вращения 600 *об/мин*, весом 35 *т*.

Технологический процесс монтажа этого гидроагрегата включает следующие операции:

1) проверка и приемка фундамента агрегата;

2) монтаж спиральной камеры, подводящего и монтажного патрубков;

3) установка н выверка корпусов подшнпннков турбнны;
4) бетоннрованне фундаментных болтов турбнны;
5) монтаж передней крышкн турбнны;
6) установка лопаток направляющего аппарата;
7) монтаж задней крышкн турбнны;
8) монтаж направляющего аппарата;
9) сборка н установка вала с маховнком на место;
10) установка рабочего колеса на вал;
11) проверка установкн ротора турбнны;
12) монтаж отсасывающей трубы н отводящего колеса;
13) монтаж автоматнческого регулятора скоростн;
14) монтаж тормозной снстемы;
15) монтаж холостого выпуска;

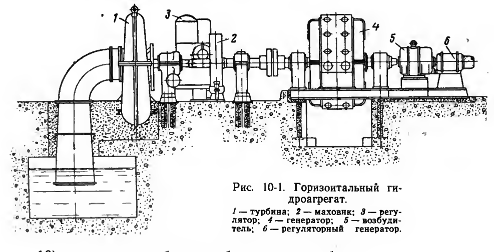


Рис. 10-1. Горизоитальный гидроагрегат.
1 — турбина; 2 — маховнк; 3 — регулятор; 4 — генератор; 5 — возбудитель; 6 — регуляторный генератор.

16) монтаж служебных трубопроводов турбнны;
17) сборка генератора на фундаментной раме;
18) установка н предварнтельная прнцентровка генератора;
19) центровка гндроагрегата;
20) бетоннрованне фундаментных плнт турбнн н генератора;
21) проверка центровкн агрегата н соедннение полумуфт турбнны н генератора;
22) проверка н подготовка агрегата к пуску;
23) пробный пуск агрегата;
24) нспытання агрегата на холостом ходу;
25) нспытання агрегата под нагрузкой н сдача его в эксплуатацню.

Монтаж гндроагрегата начннается с приемкн фундаментов турбнны н генератора, а также главных осей агрегата, зафнксированных на надежно закрепленных скобах.

Главнымн осямн горнзонтального гндроагрегата являются: продольная ось X — центральная лнння агрегата, проходящая через ось валов гндротурбнны н генератора, н поперечная ось $У$ — лння, перпендикулярная

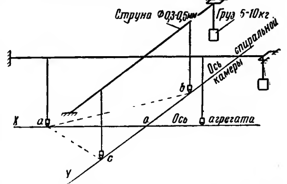


Рис. 10-2. Проверка главиых осей горизонтальиого гидроагрегата.

продольной оси, проходящая через ось спиральной камеры. При приемке фундамента по продольной и поперечной осям натягивают стальные струны и проверяется перпендикулярность главных осей. Для этого на поперечной оси от точки пересечения струн отмеряются два равных отрезка и на фундаменте отмечаются точки *b* и *c* (рис. 10-2). На произвольном расстоянии от точки пересечения *0* на продольной оси намечается и переносится на фундамеит точка *a*. При перпендикулярности осевых линий отрезки *ab* и *ac* должны быть равны. Высотное положение осей устанавливается нивелированием или непосредственными замерами рулеткой от реперов, заделаииых в полу машиниого здания. Проверка всех размеров фуидамента производится относительно продольной и поперечной осей.

10-2. МОНТАЖ ЗАКЛАДНЫХ ДЕТАЛЕЙ ГИДРОТУРБИНЫ

Горизонтальиая турбииа (рис. 10-3) состоит из спиральной камеры *1*, отводящего колена *2* с переходным патрубком *3* и отсасывающей трубой *4*, рабочего колеса *5* с валом *6*, деталей направляющего аппарата *7* с приводом от регулятора, передней крышки *8*, задией крышки *9*,

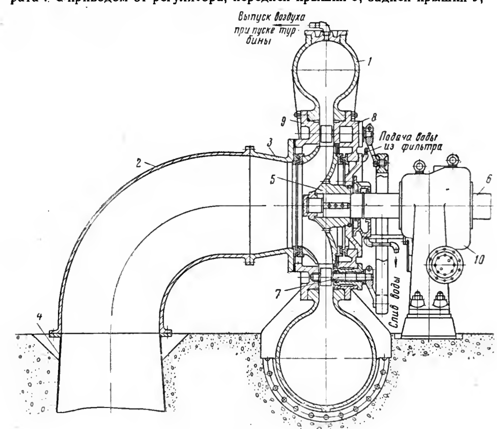


Рис. 10-3. Горизоитальная турбииа.

радиально-упорного подшипника *10*, радиального подшипника, маховика с тормозом, служебных трубопроводов с арматурой и приборов контроля. В оборудование гидротурбиины входят также дроссельный затвор, холостой выпуск и регулятор скорости.

К закладным деталям турбины, устанавливаемым в первую очередь, относятся спиральная камера, подводящий патрубок и задвижка. Моитаж турбины начинается установкой спиральной камеры.

На заранее заделанные в бетон опорные металлические балки устанавливается опорными лапами и выверяется нижняя половина спиральной камеры. Плоскость разъема ее покрывается суриком, после чего ставится и закрепляется верхняя половина камеры. Уплотнение разъема обычно выполняется резиновым шнуром, укладываемым в специальный паз нижней стыковой плоскости. Правильность установки спиральной камеры в плане проверяется по главным осям агрегата. Положение ее в вертикальной и горизонтальной плоскостях выверяется по фланцам для крышек турбины и фланцу подводящего штуцера с помощью уровня или отвеса. Особое внимание следует обращать на совмещение оси подводящего патрубка камеры с осью напорного трубопровода. Перемещение камеры по высоте производится с помощью металлических подкладок, устанавливаемых под ее лапы. По окончании выверки спиральная камера притягивается болтами к опорным балкам.

После монтажа спиральной камеры устанавливается вначале подводящий патрубок, затем затвор и монтажный патрубок. Затвор, заранее прошедший ревизию, устанавливается в собранном виде.

Назначение монтажного патрубка (рис. 10-4), состоящего из накидного фланца и конца трубы длиной несколько более проектной, сводится к тому, чтобы облегчить и упростить соединение турбины с напорным трубопроводом и дать возможность демонтажа затвора турбины в процессе эксплуатации. После установки и закрепления на подводящем патрубке затвора монтажный патрубок размечается по месту и обрезается так, чтобы между ним и фланцем затвора получился зазор порядка 10 *мм*, необходимый для демонтажа затвора. Затем устанавливается на резиновых прокладках накидной фланец и притягивается к фланцу затвора, а монтажный патрубок приваривается к напорному трубопроводу.

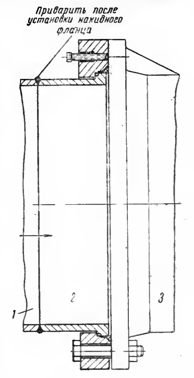


Рис. 10-4. Монтажный патрубок.

1 — напорный трубопровод; *2* — монтажный патрубок; *3* — затвор.

В процессе дальнейшего монтажа агрегата базой для проверки установленных деталей служит ось спиральной камеры.

10-3. УСТАНОВКА КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ

Для проверки соосности подшипников турбины и совмещения их оси с продольной осью агрегата через спиральную камеру и оси подшипников горизонтально натягивается струна. Правильность установки струны по центру спиральной камеры проверяется штихмассом с микрометрической головкой. Высотная проверка подшипников в этом случае является предварительной.

Установку корпусов подшипников необходимо производить с закрепленными фундаментными плитами на хорошо зачищенную и проверенную по уровню поверхность фундамента. Поперечные оси подшипников определяются замерами от оси спирали и наносятся на фундаменте. Затем в соответствии с этой разметкой устанавливаются корпуса подшипников, высотное положение которых регулируется металлическими подкладками, заложенными под фундаментные плиты. Толщина

подкладок должна быть не менее 40—50 *мм* для обеспечения возможности подливки плит бетоном.

Центровка корпусов подшипников турбины относительно продольной оси агрегата производится по расточкам для вкладышей. Процесс замера штихмассом положения струны в корпусе подшипника показан на рис. 10-5. Разница размеров *a*, *b* и *c* между собой должна быть не более 0,2—0,3 *мм*.

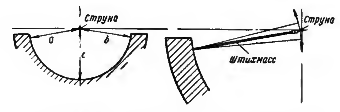


Рис. 10-5. Проверка подшипников относительно оси агрегата.

По окончании проверки корпусов подшипников фундаментные болты раскрепляются в своих штрабах так, чтобы они были расположены вертикально в центре отверстия плиты и не могли сместиться при бетонировании. Затем производится бетонирование фундаментных болтов, а также опорных балок спиральной камеры и отсасывающей трубы, если они не были забетонированы ранее.

10-4. МОНТАЖ НАПРАВЛЯЮЩЕГО АППАРАТА

В зависимости от условий строительства и наличия грузоподъемных средств монтаж направляющего аппарата может производиться раздельной установкой деталей его на место либо установкой блока из спиральной камеры и направляющего аппарата, собранного заранее на монтажной площадке.

Монтаж направляющего аппарата в проектном положении, а также укрупнительная сборка его на монтажной площадке выполняются в следующем порядке. Стаканы осей лопаток заранее собираются с их уплотнениями, состоящими обычно из резиновых манжет и зажимных колец, устанавливаются на место в переднюю крышку турбины с резиновыми прокладками под их фланцы и предварительно закрепляются болтами. Наружное кольцо лабиринтного уплотнения рабочего колеса устанавливается на крышку и крепится. После сборки передняя крышка с наружным кольцом лабиринтного уплотнения и стаканами лопаток устанавливается на место и закрепляется болтами. Уплотняется крышка на спиральной камере свинцовым суриком и резиновым шнуром. Затем устанавливаются все лопатки направляющего аппарата в закрытом положении, на место ставится задняя крышка турбины с запрессованными втулками и крепится предварительно несколькими болтами. Задняя крышка уплотняется также свинцовым суриком и резиновым шнуром. Проверяется легкость поворота лопаток направляющего аппарата, отсутствие защемления их во втулках крышек, после чего задняя крышка окончательно закрепляется болтами.

Зазоры между торцами лопаток и крышкой турбины должны быть равномерными с обоих сторон и находиться в пределах 0,2—0,6 *мм*. Проверяются они с помощью щупа и регулируются затягиванием болтов фланца стакана. Зазоры между лопатками в закрытом положении не допускаются.

Затем на лопатки навешиваются рычаги. На рычаги в вертикальном положении их устанавливается регулирующее кольцо, после чего

рычаги фиксируются иа осях лопаток штифтами. С помощью регулирующего кольца лопатки поворачиваются в положеиие полиого открытия, и замеряется величииа максимальиого открытия иаправляющего аппарата по каждой лопатке. Далее моитируется система смазки всех направляющих лопаток и цапф рычагов.

Устаиовка опоры рычага регулятора и соедииеиие регулирующего кольца со штоком сервомотора производятся через регулирующую тягу и рычаг после устаиовки иа место автоматического регулятора скорости. Соедииеиие регулирующего кольца с сервомотором должио выполияться с иатятом в 3—5 *мм*.

При предварительиой сборке спиральиой камеры с крышками турбииы и иаправляющим аппаратом иа моитажиой площадке зараиее иа выкладках устаиавливается в проектиом положении спиральиая камера, после чего иа ией собираются крышки турбииы и иаправляющий аппарат в том же порядке, как и при моитаже иа месте устаиовки. Полиостью собраииый блок проверяется с составлеиием формуляра зазоров в иаправляющих лопатках. Затем блок устаиавливается иа место и выверяется на опориых балках аиалогичио спиральиой камере, моитируемой отдельиыми элемеитами.

10-5. МОНТАЖ РОТОРА ГИДРОТУРБИНЫ

Вал турбииы устаиавливается иа вкладыш подшипииков вместе с маховиком, состоящим из двух частей и посажеииым иа вал иа моитажиой площадке. При посадке маховика для обеспечеиия иадежиого соедииеиия его с валом между половииами маховика оставляется зазор, который должеи быть равиым с обеих сторои.

Посадка колеса иа вал в большиистве коиструкций гидротурбии производится через отверстие для отводящего патрубка в задией крышке турбииы. При этом в случае большого веса колеса иеобходимо примеиять приспособлеиие для подтягиваиия колеса к валу. После того как втулка рабочего колеса иадета иа вал, дальиейшую посадку можно производить с помощью посадочиого приспособлеиия или ударами кувалды через подкладку. Закреплеиие рабочего колеса иа валу производится преимущественио гайками различиой коиструкции с иадежиым предохраиеиием их от ослаблеиия.

Перед посадкой рабочего колеса иа место штихмассом проверяется расцеитровка вала по лабириитиому уплотиеиию для того, чтобы лабириитиые кольца ие были измяты при постаиовке рабочего колеса.

При проверке правильиости положеиия (цеитровке) устаиовлеииого ротора гидротурбииы виачале замеряются щупом зазоры между валом и иижиими вкладышами подшипииков. Отсутствие зазоров покажет, что вал полиостью опирается иа оба подшипиика. Затем проверяется уровием горизоитальиость ротора турбииы с помощью валового уровия, устаиавливаемого иа шейку вала последовательио в обоих подшипииках. Для проверки правильиости получеииых показаиий уровия его следует повериуть иа 180°, устаиовить точио иа прежиее место и виовь произвести замер. Показаиия уровией в обоих положеииях должиы совпадать. В случае их иесовпадеиия иеобходимо приiимать средиее арифметическое из двух показаиий, если разиица ие превышает одиого делеиия, либо выясиить причииу расхождеиия. Допускаемый уклои вала ие должеи превышать 0,4—0,6 делеиий уровия, что соответствует уклоиу 0,04—0,06 *мм* иа 1 *м* длиив вала.

Одиовремеиио уровием проверяется также поперечиое положеиие корпуса подшипиика. Допускаемый уклои в поперечиом положении ие должеи превышать одиого делеиия уровня, или 0,1 *мм* иа 1 *м* длииы.

После этого проверяются радиальиые зазоры между рабочим колесом и крышками турбины, а также зазоры в лабиринтных уплотнениях. Лабириитные зазоры должны быть в пределах 0,5—0,6 *мм*, а радиальные зазоры между рабочим колесом и крышками турбииы — ие более 2,5—3,5 *мм*. Равиомериость радиальиых зазоров достигается поперечиым перемещеиием корпусов подшипников.

Необходимый осевой разбег ротора проверяется и устаиавливается продольиым перемещеиием корпуса упориого подшипника. Обычио осевой зазор в лабиринтных уплотнениях рабочего колеса составляет 5—6 *мм*, а осевой зазор между гребнем и вкладышами упориого подшипиика находится в пределах 0,2—0,3 *мм*. Проверка осевого разбега ротора производится замером перемещения ротора турбииы в крайние его положения.

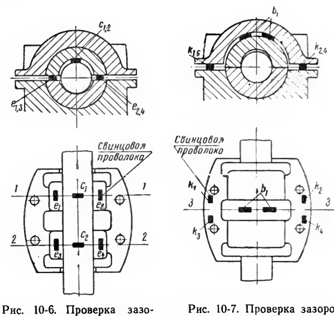


Рис. 10-6. Проверка зазоров между валом и вкладышами подшипника.

Рис. 10-7. Проверка зазоров между крышкой подшипника и вкладышем.

Повторные замеры зазоров в лабириитных уплотиеииях, между вкладышами и валом, проверка уклона вала и осевого разбега ротора производятся последовательно при повороте ротора иа 180 и 360°. В обоих положеииях ротора турбины замеряемые величины не должны выходить из допустимых пределов. Заканчивается центровка турбины составлением монтажиого формуляра.

Все неправильности положения вала и подшипников, а также иеравномерность зазоров в лабириитных уплотиениях устраняются с помощью подкладок и парных клиньев, устанавливаемых под фундаментными плитами подшипников. По окончаиии центровки турбины подкладки и клииья свариваются между собой и с фундаментными плитами, а фундаментные болты плотио затягиваются. Верхиие вкладыши и крышки подшипников устаиавливаются и закрепляются после центровки ротора турбииы с проверкой верхиих и боковых зазоров в подшипииках.

Проверка верхних зазоров между валом и вкладышами в опорных подшипниках производится с помощью свинцовой проволоки толщиной 1 *мм*, длиной 30—50 *мм*. Для этого проволоки укладываются поперек вала в двух сечеиях под вкладыш и плотно затягивается крышкой

(рис. 10-6). По толщине сплющенных проволок определяется величина верхних зазоров, которые будут равны:

в плоскости *1—1*

$$a_1 = c_1 - \frac{e_1 + e_2}{2};$$

в плоскости *2—2*

$$a_2 = c_2 - \frac{e_3 + e_4}{2}.$$

Величина верхних зазоров должна быть в пределах 0,002 диаметра вала. Боковые зазоры в нижней половине вкладыша проверяются щупом в двух сечениях по длине вкладыша на глубине 15—20 *мм* от плоскости его разъема; величина этих зазоров должна быть равна половине верхнего зазора.

Зазор между крышкой подшипника и верхом вкладыша (рис. 10-7) равен:

$$a_3 = b_1 - \frac{k_1 + k_2 + k_3 + k_4}{4}.$$

Для возможности регулирования натяга крышки подшипника и устранения зазора между крышкой и верхом вкладыша толщина прокладок, устанавливаемых в разъеме подшипника с целью предотвращения протечек масла, должна быть несколько менее a_3.

10-6. ОКОНЧАНИЕ МОНТАЖА ТУРБИНЫ

После центровки турбины производится монтаж остальных ее деталей. Устанавливается на переднюю крышку и крепится опора кожуха, а также монтируется система уплотнения рабочего колеса со стороны вала. Особое внимание следует обращать на величину и равномерность расположения зазоров в деталях уплотнения.

При монтаже отводящего колена и отсасывающей трубы на опорные балки вначале устанавливается нижняя часть отсасывающей трубы, а затем ставится и временно закрепляется верхняя ее часть, на которой монтируется отводящее колено. Отсасывающая труба и отводящее колено после проверки соединяются между собой, а колено крепится к отводящему патрубку.

По окончании монтажа отсасывающей трубы и отводящего колена может быть произведено бетонирование всей установки турбины, исключая монтажную подливку фундаментных плит подшипников, которые лучше бетонировать после монтажа генератора и окончательной центровки агрегата.

После бетонирования турбины монтируются служебные водяные и воздушные трубопроводы для слива дренажной воды, подвода воды к уплотнениям, охлаждения подшипника, выпуска воздуха из спирали при пуске, для измерительных приборов и др.

Горизонтальные гидрогенераторы, как правило, не имеют тормозного устройства, необходимого для уменьшения времени вращения агрегата на малых оборотах (при остановках). Поэтому турбина снабжается обычно гидравлическим тормозом, воздействующим на маховик, представляющий собой гидравлический домкрат с одной колодкой, установленной на фундамент под маховиком и действующей снизу на маховик при торможении. Корпус домкрата соединен двумя трубками с маслонапорной системой регулятора, где установлен золотник управления тормозом, посредством которого масло направляется в соответствующий трубопровод на подъем или опускание тормоза.

10-7. МОНТАЖ РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ

Для горизонтальных гидротурбин в зависимости от их мощности применяются проточные или котельные регуляторы, поставляемые заводами в полностью собранном виде, испытанными и отрегулированными. Перед установкой на место регулятор осторожно распаковывается и поверхность его очищается от предохранительной смазки. Полностью собранный регулятор ставится на свое место и проверяется по высотной отметке, горизонтальности и положению относительно турбины, после чего закладываются и бетонируются фундаментные болты. Затем устанавливается регулировочный вал турбины и регулятор присоединяется к турбине. При этом шпоночная канавка на одном конце регулировочного вала подгоняется и вырубается по месту. Разметку и подгонку шпоночной канавки следует производить при полностью закрытом направляющем аппарате и соответствующем положении поршня сервомотора. Направление хода поршня сервомотора на закрытие турбины должно быть во всех случаях в сторону кривошипного механизма.

При соединении кривошипного механизма с регулировочным валом турбины регулятор временно закрепляется фундаментными болтами и производится окончательная проверка установки регулятора. При этом проверяются легкость и плавность поворота маховичка механизма ручного управления, плотность закрытия и величина максимального открытия направляющего аппарата, а также отсутствие мертвых ходов в механизмах системы регулирования. По окончании проверки установки регулятора фундаментные болты прочно затягиваются и производится подливка его станины бетоном.

Затем проверяется действие механизмов регулятора. Крайние положения поршня сервомотора фиксируют в соответствии с максимальным открытием направляющего аппарата, учитывая натяг в системе передачи к направляющим лопаткам. Для этого включают ручное регулирование и штурвалом переводят поршень и шток сервомотора в крайнее положение на закрытие так, чтобы получился некоторый натяг, воспринимаемый тягой регулирующего кольца и лопатки направляющего аппарата. После этого поршень перемещается в положение полного открытия. Ход поршня ограничивается в зависимости от конструкции сервомотора шайбами и упорными болтами в крышках цилиндра или подгонкой специальных упоров на крейцкопфе кривошипного механизма.

Шкала открытия направляющего аппарата на механизме ручного управления наносится на месте. Для этого первоначально наносятся крайние риски, соответствующие полному открытию и закрытию направляющего аппарата. Затем расстояние между крайними рисками делится на десять равных частей и наносятся промежуточные риски (десятые доли открытия направляющего аппарата). Проверяются также действие механизма ручного регулирования и перевод регулятора на автоматическое управление.

Перед пуском регулятор тщательно промывается авиационным или чистым профильтрованным бензином. Промытый регулятор заполняется маслом через заливочную горловину, расположенную в крышке регулятора. Уровень масла должен совпадать с указателем на масломерном стекле.

10-8. МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Горизонтальные гидрогенераторы небольших мощностей с подшипниками, расположенными в корпусе генератора, поставляются обычно на фундаментной раме. Генераторы с вынесенными подшипни-

ками поставляются собранными на общей фундаментной раме со статором и возбудителем либо с отдельно установленным возбудителем. Генератор соединяется с турбиной большей частью непосредственно с помощью упругой муфты. Гидрогенераторы средней мощности состоят из следующих основных узлов: фундаментной рамы, опорных подшипников, статора, ротора, возбудителя и регуляторного генератора.

Генератор обычно монтируется по окончании монтажа турбины и проверки горизонтальности ее вала. При этом генераторы небольшие и средние, поступающие в собранном виде или смонтированными на общей жесткой фундаментной раме с подшипниками и возбудителем, устанавливаются на место единым блоком и предварительно проверяются по продольной оси и высоте по полумуфтам валов с помощью линейки и щупа. После этого фундаментные болты ставятся в штрабы и бетонируются. По выполнении центровки турбины к ней окончательно прицентровывается генератор, а также монтируется и прицентровывается к генератору возбудитель, если он вынесен отдельно. Способы прицентровки генератора к турбине с помощью линейки и щупа и по скобе приведены ниже.

Более мощные генераторы, поставляемые отдельными элементами, устанавливаются на место, как правило, на металлической фундаментной раме. Такие генераторы могут быть полностью собраны, предварительно выверены на фундаментной раме на монтажной площадке и установлены с последующей окончательной выверкой и присоединением к турбине. Однако при этом способе монтажа требуются тяжелая жесткая рама, а также кран большой грузоподъемности. Поэтому во избежание деформации рамы при транспортировке и нарушения правильности сборки генератора монтаж его целесообразно осуществлять в следующем порядке.

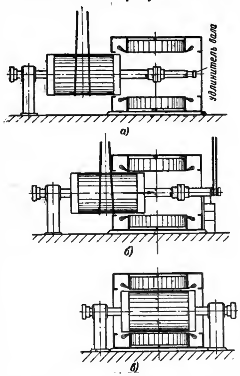


Рис. 10-8. Схема установки ротора генератора.

На монтажной площадке устанавливается горизонтально фундаментная рама, и на ней закрепляются корпуса подшипников генератора с металлическими подкладками между рамой и корпусом подшипника из листовой стали толщиной 3—5 *мм*. Эти подкладки используются при центровках генератора в процессе эксплуатации. Корпус подшипника со стороны возбудителя должен быть, кроме того, изолирован от рамы специальными изоляционными подкладками.

По окончании монтажа турбины фундаментная рама генератора с подшипниками ставится на место и выверяется по оси агрегата подкладками между фундаментом и рамой толщиной порядка 40—50 *мм*, устанавливаемыми рядом с фундаментными болтами. Горизонтальное положение подшипников проверяется по уровню, а осевое — с помощью струны.

На раму устанавливается статор и проверяется относительно оси подшипников генератора по струне. Положение статора регулируется

металлическими подкладками, состоящими из отдельных листов общей толщиной до 2—3 *мм* и устанавливаемыми между статором и рамой. Струна для проверки статора должна быть выверена по центру выточки под вкладыши подшипников как по высоте, так и в горизонтальной плоскости. Затем задний подшипник снимается с рамы.

Установка ротора на место производится вместе с задним подшипником, на который опирается конец вала генератора при заводке ротора. Для предохранения обмоток статора и ротора от повреждений при вдвигании ротора внутрь статора целесообразно положить прокладку из текстолита или прессшпана толщиной несколько менее воздушного зазора. Роторы небольших машин вначале стропятся за середину и заводятся в статор (рис. 10-8,*а*). Затем ротор вдвигается полностью в статор (рис. 10-8,*б*), стропится за оба конца вала и передний конец вала устанавливается на нижний вкладыш переднего подшипника (рис. 10-8,*в*). Для установки роторов более крупных машин и при небольшой длине переднего конца вала применяются специальные монтажные удлинители вала, жестко соединяемые с его передним концом.

Установленный ротор генератора предварительно прицентровывается по валу турбины также с помощью линейки и щупа с одновременной проверкой положения статора по равномерности воздушного зазора.

После окончательной центровки генератора устанавливаются на место возбудитель с подкладками между лапами и плитой и прицентровывается к валу генератора по полумуфтам и воздушным зазорам. При наличии регуляторного генератора он устанавливается последним с прицентровкой к возбудителю.

10-9. ЦЕНТРОВКА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ГИДРОАГРЕГАТА

В гидроагрегатах с непосредственным соединением генератора с турбиной прицентровка вала генератора к валу турбины выполняется в два приема. Вначале ротор генератора предварительно грубо прицентровывается к турбине с помощью линейки и щупа, а затем по специальным скобам производится окончательная точная прицентровка генератора, являющаяся одновременно окончательной центровкой агрегата.

Целью центровки является устранение излома в соединении валов, придание горизонтального положения валу генератора и совмещение его оси с осью вала турбины, что должно обеспечить надежную и спокойную работу агрегата и отсутствие вибрации его отдельных деталей. Базой для прицентровки вала генератора служит окончательно выверенный вал турбины. Осуществляется центровка по полумуфтам, соединяющим вал турбины с валом генератора.

Полумуфта турбины насаживается на вал на заводе, а полумуфта генератора — при монтаже. Правильность положения полумуфты при посадке определяется отсутствием торцевого и радиального боя ее при поворотах вала, что проверяется с помощью двух индикаторов. Полумуфты, имеющие торцевой и радиальный бой свыше 0,2 *мм*, к установке не допускаются.

Предварительная прицентровка генератора. После установки генератора на место валы турбины и генератора отжимаются в свои крайние положения и проверяется зазор между полумуфтами, который должен быть равен проектному (обычно 5—6 *мм*). Затем, прикладывая плотно лекальную линейку ребром вдоль образующей полумуфты турбины или генератора (в зависимости от того, какая полумуфта выступает) в четырех диаметрально противоположных положениях, добива-

ются с помощью подкладок под фундаментную раму, чтобы зазоры между линейкой и полумуфтой были равномерны по всей окружности (рис. 10-9), что покажет соосность полумуфт генератора и турбины.

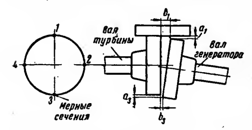


Рис. 10-9. Схема предварительной прицентровки генератора.

Для определения излома в соединении валов выверяются зазоры между торцами полумуфт, также в четырех положениях. При этой проверке вначале рекомендуется выверять положение генератора в вертикальной плоскости, а затем в горизонтальной. Излом устраняется подкладками под фундаментную раму.

Зазоры между линейкой и образующими полумуфт, а также между торцами их замеряются пластинчатыми или клиновыми щупами с помощью дополнительной пластины.

По окончании предварительной прицентровки генератора фундаментные болты устанавливаются в колодцы и бетонируются.

Окончательная центровка агрегата производится при затянутых фундаментных болтах генератора путем замеров положения полумуфт по их образующим и зазоров между полумуфтами в начальном положении, а также после совместного поворота роторов турбины и генератора последовательно на 90, 180, 270 и 360°. Положение полумуфт и зазоры между ними в начальном состоянии и при повороте на 360° должны совпадать. Смещение полумуфт проверяется с помощью щупа или индикатора по скобе (рис. 10-10), закрепленной на полумуфте турбины. Зазоры между полумуфтами замеряются щупом. Процесс окончательной центровки агрегата состоит из следующих операций:

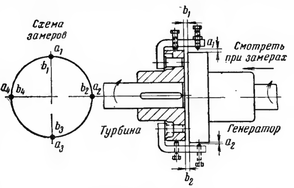


Рис. 10-10. Схема прицентровки горизонтального генератора к турбине.

а) выполнение замеров, определяющих соосность и уклон оси генератора относительно оси турбины вначале в вертикальной плоскости, а затем в горизонтальной;

Таблица 10-1

Записи замеров при центровке горизонтального гидроагрегата

Место замеров	Зазоры между торцами полумуфт b, мм						Зазоры по образующим полумуфт a, мм				
	при положениях роторов турбины и генератора										
	0°	90°	180°	270°	360°	Средний зазор	0°	90°	180°	270°	360°
Сверху a_1; b_1	+	+	+	+	+	+	+	—	—	—	+
Снизу a_3; b_3	+	+	+	+	+	+	—	—	+	—	—
Справа a_2; b_2	+	+	+	+	+	+	—	+	—	—	—
Слева a_4; b_4	+	+	+	+	+	+	—	—	—	+	—

Знак „плюс“ означает, что в точке производится замер.

б) вычисление необходимых перемещений ротора генератора для установки его в правильное положение;

в) перемещение ротора генератора в требуемое положение;

г) проверка нового состояния оси генератора;

д) проверка положения статора генератора.

Вначале центровки полумуфты совмещаются по монтажной метке и устанавливаются так, чтобы скоба была в верхнем положении. Все замеры зазоров и величины необходимых перемещений ротора генератора следует записывать и определять, смотря на агрегат со стороны генератора. При каждом повороте отклонение полумуфт по образующей a замеряется в одной точке, а торцевой зазор b для устранения влияния осевого перемещения роторов замеряется в четырех точках (по осям), и затем вычисляется средний зазор по каждому положению роторов. Записи замеров удобно производить по форме табл. 10-1. Замеры можно считать выполненными достаточно правильно, если $[(a_1+a_3)-(a_2+a_4)]$ и $[(b_1+b_3)-(b_2+b_4)]$ будут меньше 0,02 *мм*.

Таблица 10-2

Допускаемые отклонения при центровке горизонтальных гидроагрегатов (при упругой муфте диаметром до 500 *мм*)

Скорость вращения ротора не свыше *об/мин*	Допускаемые величины перекоса и параллельного смещения, *мм*
500	0,15
750	0,10
1 500	0,08

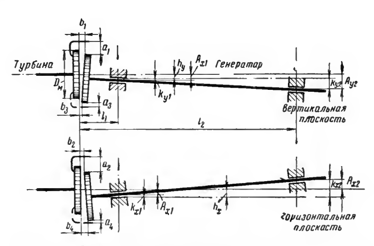


Рис. 10-11. Схема определения перемещений подшипников генератора.

При обнаружении в замерах недопустимых отклонений необходимо установить и устранить причины погрешности и повторить замеры заново полностью.

Точность прицентровки считается достаточной, если диаметрально противолежащие радиальные и торцевые зазоры соответственно равны между собой или разница их не превышает величин, приведенных в табл. 10-2. В противном случае ротор генератора следует переместить в новое положение и повторить центровку.

Величина и направление необходимого перемещения ротора генератора (рис. 10-1) определяются смещением оси вала его относительно оси турбины (замеры по образующей полумуфт a) и уклоном оси вала (замеры между полумуфтами b).

Смещеиие оси вала генератора вследствие иесоосиости валу турбииы равио:
в горизонтальиой плоскости

$$h_x = \frac{a_2 - a_4}{2};$$

в вертикальиой плоскости

$$h_y = \frac{a_1 - a_3}{2}.$$

Величина смещеиия подшипников вследствие уклоиа вала, определяемая разностью торцевых зазоров, зависит от расположения подшипииков н диаметра муфты и равиа:

а) в горизонтальиой плоскости:
переднего подшнпинка

$$k_{x1} = (b_2 - b_4)\frac{l_1}{D_м};$$

задиего подшипника

$$k_{x2} = (b_2 - b_4)\frac{l_2}{D_м};$$

б) в вертикальиой плоскости:
переднего подшипннка

$$k_{y1} = (b_1 - b_3)\frac{l_1}{D_м};$$

заднего подшнпннка

$$k_{y2} = (b_1 - b_3)\frac{l_2}{D_м}.$$

Следовательио, для достижеиия правильного положеиия ротора геиератора подшипиики его должиы быть перемещеиы иа величниы:

а) в горизонтальной плоскости:
передиий подшипник

$$A_{x1} = \frac{a_2 - a_4}{2} + (b_2 - b_4)\frac{l_1}{D_м}; \quad (10\text{-}1)$$

заднний подшнпник

$$A_{x2} = \frac{a_2 - a_4}{2} + (b_2 - b_4)\frac{l_2}{D_м}; \quad (10\text{-}2)$$

б) в вертнкальной плоскости:
передиий подшипиик

$$A_{y1} = \frac{a_1 - a_3}{2} + (b_1 - b_3)\frac{l_1}{D_м}; \quad (10\text{-}3)$$

задиний подшнпник

$$A_{y2} = \frac{a_1 - a_3}{2} + (b_1 - b_3)\frac{l_2}{D_м}. \quad (10\text{-}4)$$

Если вычисленная величииа необходимых смещеиий подшипииков получается со знаком плюс, то ротор следует перемещать по вертикали вверх, а по горизонтали — вправо. При получеиии результата вычислеиий со знаком мииус ротор иеобходимо перемещать по вертикали вииз, а по горизоитали влево. Это правило зиаков действительно в случаях, когда скоба закреплеиа иа полумуфте турбииы, а запись замеров и перемещеиия производится, если смотреть со стороиы генератора.

Перемещения генераторов при центровке производятся в вертикальной плоскости подкладками под фундаментную раму, а в горизонтальной плоскости — перемещением фундаментной рамы на подкладках. После каждого перемещения фундаментные болты туго затягиваются, и только затем производится повторная центровка. По окончании центровки фундаментные болты затягиваются окончательно, их гайки привариваются к раме, подкладки свариваются между собой и прихватываются сваркой к раме, а фундаментная рама генератора и плиты подшипников турбины подливается бетоном.

Воздушные зазоры в генераторе проверяются после центровки агрегата. Отклонение фактических воздушных зазоров от фактического среднего зазора допускается не более ±5%. Изменение расположения воздушных зазоров производится перемещением статора на фундаментной плите в горизонтальном и вертикальном положениях.

Контрольные шпильки в корпусах подшипников турбины и в лапах спиральных камер ставятся по окончании центровки агрегата, а в подшипниках генератора и в лапах статора — после пробного пуска агрегата.

Соединение полумуфт производится также после окончательной центровки. При установке пальцев упругой муфты необходимо обращать внимание на то, чтобы в полумуфту турбины пальцы входили своей металлической частью плотно с небольшим натягом от легких ударов ручного молотка, а в гнезда полумуфты генератора — с зазором 0,5—1,0 *мм* по диаметру между эластичной втулкой и отверстием муфты.

Установка пальцев на место производится в следующем порядке. После установки и закрепления первого пальца проверяется ломиком смещение полумуфт по окружности. Если такое смещение имеется, то ставится второй палец и снова проверяется наличие смещения. В случае, когда после установки какого-либо пальца смещения полумуфт по окружности не окажется, этот палец следует снять и проточить или опилить эластичную втулку. Таким способом устанавливаются все пальцы.

10-10. ПУСК АГРЕГАТА В РАБОТУ

По окончании монтажа турбины, генератора и регулятора скорости производится полный и тщательный осмотр всего агрегата, при котором проверяется качество выполненных работ, а также отсутствие в агрегате посторонних предметов, незакрепленных деталей и др. Особое внимание при осмотрах следует обращать на закрепление гаек шплинтами, шайбами или электросваркой. Система смазки должна быть заполнена, а все сальники набиты и затянуты. Осмотр выполняется руководителем монтажа.

Пробный пуск горизонтального гидроагрегата необходимо производить в следующем порядке:

а) выключить тормоз и, если агрегат стоял долго смонтированным, предварительно провернуть его ротор;

б) закрыть сливной кран на подводящем патрубке и открыть воздушный кран для выпуска воздуха из спиральной камеры;

в) медленно открыть затвор перед турбиной или перепускной трубопровод и заполнить водой спиральную камеру;

г) после удаления воздуха из турбины закрыть воздушный кран;

д) открыть краны манометра, вакуумметра и мановакуумметра, предварительно продув их трубки;

е) переключить регулятор скорости на ручное управление и вручную медленно открыть направляющий аппарат турбины, доведя его открытие до нормальной скорости вращения.

На холостом ходу агрегат должен работать до установления постоянной температуры подшипников, но не менее 3—4 *ч*. Убедившись в нор-

мальной работе агрегата на холостом ходу, его останавливают, производят осмотр подшипников и проверяют общее состояние механизмов агрегата. Затем агрегат вновь пускают на ручном регулировании с последующим переключением на автоматическое управление и постепенно нагружают его до полной нагрузки или максимально возможной по условиям наличия потребителя энергии.

10-11. МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ КАПСУЛЬНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

В связи с тем что горизонтальные капсульные поворотнолопастные гидроагрегаты не получили пока широкого распространения, опыт монтажа их незначителен. Поэтому ниже приводятся только общие положения по организации и технологии монтажа капсульных агрегатов, отработанные в процессе установки небольшого количества таких гидроагрегатов с рабочим колесом диаметром 6 *м*.

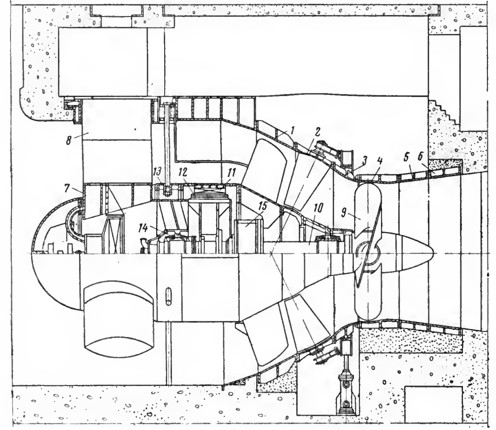


Рис. 10-12. Монтажные блоки горизонтального капсульного гидроагрегата.

Технология монтажа горизонтальных капсульных гидроагрегатов несколько сложнее монтажа обычных вертикальных агрегатов. Невозможность осевого горизонтального перемещения деталей и узлов агрегата при монтаже вызывает необходимость установки их сверху. Вследствие этого детали проточного тракта агрегата имеют горизонтальный разъем и не бетонируются в верхней части.

Особое внимание при монтаже капсульных гидроагрегатов должно быть обращено на создание и обеспечение безопасных условий работы монтажного персонала. Для этого затворы перед турбинами должны быть надежными и исключать возможность случайного затопления ка-

меры и не должны допускать больших протечек воды. Водоотливные средства должны иметься в достаточном количестве и быть всегда готовыми к работе. Кроме того, необходимо предусматривать достаточное количество выходов из зоны монтажа, обеспечивающих быструю эвакуацию работающих. При выполнении сварочных работ в проточной части агрегата и внутри капсулы должна быть обеспечена достаточная вентиляция воздуха. За состоянием средств безопасности следует осуществлять постоянный надзор.

С целью ускорения и упрощения монтажных операций на месте установки целесообразно самое широкое применение предварительной сборки деталей и узлов агрегата на монтажной площадке в максимально возможно крупные блоки. Такими блоками в агрегате, приведенном на рис. 10-12, могут являться:

полностью собранный статор турбины *1*;

направляющий аппарат *2* без опоры регулирующего кольца *3*, собранный половинами в два блока;

полностью собранная опора регулирующего кольца;

камера рабочего колеса *4* с присоединенными к ней фундаментным кольцом *5* и конусом отсасывающей трубы *6*;

передняя часть капсулы *7* агрегата с установленным оборудованием системы воздушного охлаждения генератора, без проходной колонны *8*;

укрупненный блок в составе: рабочего колеса *9*, вала агрегата *10* со штангой, статора *11* и ротора *12* генератора, промежуточного кольца *13* генератора, опорного *14* и упорного *15* подшипников генератора, корпуса маслоприемника.

Технологический процесс монтажа горизонтальных капсульных гидроагрегатов состоит из двух основных этапов. На первом этапе монтируются все кольцевые детали проточного тракта и фундаментные опорные детали с последующим бетонированием их. После бетонирования верхние отъемные части этих деталей снимаются. На втором этапе на место опускаются предварительно укрупненные блоки турбины и генератора и производятся центровка ротора агрегата, выверка нижней части упорного подшипника и проверка боя упорного гребня вала. После этого устанавливаются верхняя часть ванны упорного подшипника, передняя часть капсулы, системы возбуждения, охлаждения и смазки, а также монтируются вспомогательные механизмы агрегата. Одновременно устанавливаются снятые ранее верхние половины кольцевых деталей. Заканчивается монтаж установкой и затягиванием растяжек генератора.

Монтажные операции могут выполняться в приведенной ниже последовательности:

1) установка передней части капсулы с собранным оборудованием системы охлаждения генератора и присоединение к капсуле проходной колонны;

2) монтаж собранного статора турбины;

3) установка на место крышки монтажного люка с опорой и присоединение ее к статору турбины;

4) установка нижней половины направляющего аппарата и соединение его со статором турбины;

5) установка на место монтажного блока в составе: камеры рабочего колеса, фундаментного кольца и конуса отсасывающей трубы;

6) монтаж половин цилиндрической и конической опор подшипника турбины;

7) установка и присоединение к статору верхней половины направляющего аппарата;

8) монтаж опоры регулирующего кольца;

9) монтаж компенсаторного кольца;

10) монтаж облицовки статора генератора;

11) выверка и раскрепление всех кольцевых деталей;

12) армирование и бетонирование всех установленных кольцевых деталей;

13) демонтаж отъемных частей конуса отсасывающей трубы, фундаментного кольца, камеры рабочего колеса, компенсаторного кольца, опоры регулирующего кольца, направляющего аппарата, статора турбины и крышки люка;

14) монтаж сопрягающего пояса и бетонирование опоры монтажного люка;

15) установка и выверка укрупненного блока агрегата;

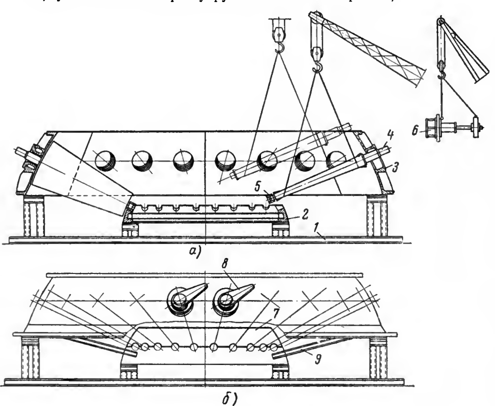


Рис. 10-13. Укрупнительная сборка направляющего аппарата.

16) установка на место отъемных частей деталей агрегата;

17) монтаж передней части капсулы с оборудованием системы охлаждения, а также монтаж и бетонирование проходной колонны;

18) монтаж маслоприемника и регуляторного генератора, проверка линии вала агрегата;

19) монтаж анкерных растяжек генератора.

Укрупнительная сборка на монтажной площадке всех кольцевых деталей, статора турбины, передней части капсулы генератора, камеры рабочего колеса, фундаментного кольца, конуса отсасывающей трубы выполняется в горизонтальном положении с последующей кантовкой на 90°.

Передняя часть капсулы при сборке опирается на фланец, сопрягающийся с промежуточным кольцом генератора. По окончании сборки капсула кантуется в рабочее положение, устанавливается на выкладках и в ней монтируется оборудование системы охлаждения генератора.

Камера рабочего колеса, фундаментное кольцо и конус отсасывающей трубы поочередно собираются на специальных бетонных опорах. После сборки они кантуются в рабочее положение, соединяются между собой в единый блок и подготовляются для установки на место.

Укрупнительная сборка направляющего аппарата (рис. 10-13) является одной из наиболее сложных монтажных операций. Выполняется она на специальном сборочном стенде *1*, расположенном на монтажной площадке. Вначале на внутренних опорах стенда собирается нижняя часть *2* внутреннего кольца направляющего аппарата, состоящая из двух элементов, и выверяются горизонтальность и цилиндричность ее. Затем на внешних опорах стенда устанавливается и собирается наружное кольцо *3* направляющего аппарата, состоящее из восьми частей, проверяются цилиндричность его и концентричность внутреннему кольцу, а также высотное положение.

По окончании выверки наружного кольца производятся установка и сборка направляющих лопаток *4*. Лопатки подаются к месту установки без втулок и подшипников цапф. После заводки верхней цапфы лопатки в наружное кольцо на нижнюю цапфу ее устанавливается втулка *5*, и затем лопатку ставят в гнездо внутреннего кольца, сохраняя подвешенной верхнюю часть лопатки. В этом состоянии лопатки на верхнюю цапфу ее надевается подшипник *6*, лопатка снимается с крюка крана и проверяется легкость поворота ее. Таким способом монтируются все лопатки, и затем устанавливается верхняя часть *7* внутреннего кольца. Перед окончательным закреплением подшипников вновь проверяется поворот лопаток и на верхние цапфы их устанавливаются рычаги *8*. Собранный окончательно направляющий аппарат надежно раскрепляется балками жесткости *9*, которые должны обеспечить сохранность нормального состояния собранного направляющего аппарата при разъеме его на две части, а также в процессе кантовки половин в вертикальное положение и при установке на место.

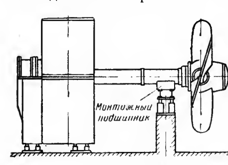


Рис. 10-14. Сборка укрупненного блока на монтажной площадке.

Сборка укрупненного блока (рис. 10-14) на монтажной площадке осуществляется в следующем порядке. Вначале производится раздельная укрупнительная сборка рабочего колеса турбины, ротора и статора генератора, а затем собранные узлы объединяются в один блок. Рабочее колесо полностью собирается в вертикальном положении на монтажной плите обычным способом и подвергается гидравлическому испытанию, после чего колесо кантуется в рабочее положение, транспортируется козловым краном к месту сборки укрупненного блока и соединяется с валом агрегата.

Ротор генератора поступает на монтаж в собранном виде с навешенными полюсами. Для возможности кантовки ротора один полюс снимается и на его место устанавливается специальная проушина. Ротор кантуется в вертикальное положение и устанавливается на опорные тумбы, расположенные на монтажной плите. Вал агрегата также кантуется в вертикальное положение фланцем вверх и в таком состоянии опускается в предварительно нагретый ротор. Затем ротор кантуется в горизонтальное положение, и к нему крепится снятый ранее полюс. Статор, состоящий из двух частей, собирается на монтажной площадке в горизонтальном положении. После стыковки половин статора в местах

разъема укладывается обмотка и присоединяется нижняя половина промежуточного кольца.

По окончании сборки отдельных узлов производится сборка укрупненного блока на специальном стенде, оборудованном домкратами и монтажным подшипником. Для сборки укрупненного блока применяется большое количество специальных монтажных приспособлений, в том числе:

монтажный подшипник, являющийся второй опорой ротора агрегата;

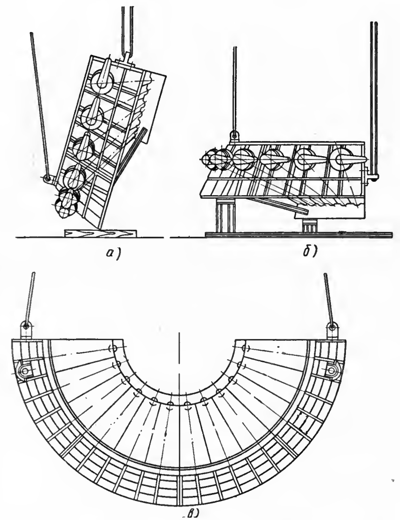


Рис. 10-15. Схема кантовки и установки на место нижней половины направляющего аппарата.

а — строповка блока; *б* — кантовка в вертикальное положение; *в* — опускание блока на место.

разборное приспособление для раскрепления ротора генератора в статоре при транспортировке укрупненного блока к месту установки его;

надставка вала для заводки ротора генератора в статор;

отъемные лапы к статору генератора;

специальные проушины и хомут для строповки ротора с валом;

приспособление для заводки маслоподводящей штанги в вал агрегата.

Монтаж гидроагрегата начинается опусканием на место блока передней части капсулы со смонтированным в ней оборудованием системы охлаждения генератора. Затем последовательно устанавливаются и соединяются между собой предварительно собранные на монтажной площадке статор турбины, крышка монтажного люка с опорой и нижняя половина направляющего аппарата (рис. 10-15). Устанавливаются

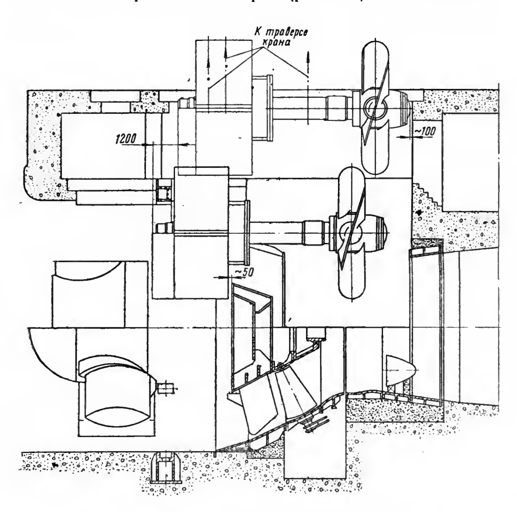


Рис. 10-16. Схема установки укрупненного блока агрегата на место.

также нижние половины цилиндрической и конической опор турбинного подшипника, верхняя половина направляющего аппарата и опора регулирующего кольца. После этого опускается в водовод монтажный узел в составе камеры рабочего колеса, фундаментного кольца и конуса отсасывающей трубы. Установленный узел перемещается по горизонтали в проектное положение. Выверяется горизонтальное и осевое положение его относительно ранее установленных кольцевых деталей проточного тракта. Монтаж деталей проточного тракта агрегата заканчивается установкой компенсаторного кольца, расположенного между камерой рабочего колеса и опорой регулирующего кольца. Выверенные кольцевые

детали проточного тракта надежно раскрепляются к арматуре водовода, и производится бетонирование их. По окончании выдержки бетона все кольцевые детали (фуидаментное кольцо, камера рабочего колеса, опора регулирующего кольца, направляющий аппарат, статор турбины и крышка люка), мешающие опускаиию на место укрупнеиного блока агрегата, разъедиияются по горизонтальному разъему, верхиие части их снимаются и переносятся на монтажную площадку.

Схема установки укрупненного блока гидроагрегата иа место показана иа рис. 10-16. При этом блок в связи с иедостаточиыми осевыми размерами монтажиого проема в процессе установки должен быть перемещен горизоитально в сторону верхнего бьефа на расстояиие свыше 1 *м*. Строповка укрупнеииого блока призводится регулируемыми захватами за горизонтальный флаиец корпуса статора и вал агрегата, присоединениыми к специальиой траверсе. Подъем этой траверсы с блоком осуществляется эксплуатациоиным козловым краном, имеющим два крюка грузоподъемиостью по 140 *Т* и один 160 *Т*, с помощью траверсы грузоподъемиостью 440 *Т*, подвешенной ко всем трем крюкам. Для регулировки положеиия укрупнеиного блока иа месте во время прицентровки его к статору турбины в камере водовода предусмотреиы регулируемые опоры, иа которые и устанавливается опущеииый блок. В качестве таких опор используются опорные колоииы промежуточиого кольца генератора, регулируемые клииьями и приспособлениые для опоры вала со стороны подшипника турбины и выкладки с домкратами под две устаиовочиые лапы статора геиератора. После установки блока статор генератора прицентровывается и присоединяется к статору турбииы. Затем устанавливаются на место отъемиая часть статора турбины, монтажиый люк и производится предварительная центровка вала агрегата. Далее монтируются верхняя половииа промежуточного кольца генератора, а также верхиие части опор турбииного подшипиика и торцевого уплотиеиия турбииы. Устанавливаются на место сиятые ранее верхние половины всех кольцевых деталей проточного тракта. Закаичивается монтаж регулирующего кольца с механизмами поворота иаправляющих лопаток, и кольцо присоедииятся к сервомоторам, установлениым в подтурбинном помещении. На место ставится раиее опущеиная в водовод передияя часть капсулы с системой воздухоохлаждения генератора и проходиая колониа с опорой. Устанавливаются маслоприемник и регуляторный генератор, после чего производится окоичательная центровка агрегата.

Одной из иаиболее сложиых моитажных операций является также устаиовка растяжек геиератора, предназиачеиных для закрепления в водоводе передней части капсулы. С помощью шести растяжек раскрепляют промежуточное кольцо геиератора к бетону водовода. Установка растяжек производится до присоединеиия передней части капсулы к промежуточиому кольцу. При этом растяжки закрепляются в холодиом состоянии. Окончательное затягиваиие растяжек с подогревом их осуществляется после присоединения передией части капсулы и окончания моитажа гидроагрегата.

По окончаиии монтажа механизмов и трубопроводов системы регулирования, трубопроводов смазки подшипииков и охлаждеиия генератора, вспомогательных механизмов агрегата и выполнения наладочных работ водовод заполияется водой. При этом производится тщательная проверка плотпости всех соединений капсулы и уплотнения турбины.

ПУСК, НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ СМОНТИРОВАННЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

11-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Испытаиня виовь установлениых гидроагрегатов стаиции, как правнло, осуществляются в два этапа. На первом этапе, выполияемом по окоичанин монтажа агрегата и при вводе его в эксплуатацию, производятся проверка и пусковые нспытаиия каждого агрегата стаиции с целью устаиовления правнльиости и качества изготовлеиия, монтажа и наладкн его. Второй этап испытаний заключается в проверке натуриых энергетических показателей и степеии иадежности работы агрегата и выполияется в процессе эксплуатации выборочио на одиом-двух агрегатах стаицин.

К началу пусковых испытанний смоитироваиного гидроагрегата должиы быть закоичеиы все строительные работы в блоке агрегата, включая подливку бетоиом опор, отделку н окраску кратера агрегата, уборку времеиных лесов, подмостей н моитажиых креплений, сооружение лестниц, площадок и ограждений. Должна быть выполиеиа поузловая проверка смоитироваиного оборудования с составлеинем всех иеобходимых моитажиых формуляров и актов, а также закончен моитаж и проверка коитрольно-измерительиых приборов и средств телефоииой связи. К сигнальиым и защитиым устройствам агрегата, вспомогательиому оборудоваиию н коитрольно-измерительным приборам должно быть подаио иапряжение, а также закоичеио постояииое и аварийное освещение. К этому времени иеобходимо закоичить выполнение меропрнятий по технике безопасиости и противопожариой защите в пределах пускового блока. Все работы по пуску, иаладке, испытаииям и вводу гидроагрегата в эксплуатацию должиы осуществляться при температуре ие ниже +5°С в пределах блока пускового агрегата и его вспомогательного оборудоваиия.

Испытання, пуск и ввод агрегата в эксплуатацию должны производиться по специальиой программе, составлеииой в соответствии с действующей директивиой и техиической документацией, техиическими условиями иа изготовлеиие и монтаж оборудоваиия и указаииями проектиых оргаиизаций и заводов-изготовителей. Для сокращеиия общего цикла работ некоторые нспытаиия и иаладка отдельиых узлов и механнзмов агрегата и вспомогательиого оборудоваиия могут быть выполиены в предпусковой период при моитаже и поузловой проверке с соответствующим оформлением техиической документации.

По окоичании всех нспытаний и проверок, предусмотреииых программой, включая и гараитийиую работу агрегата под нагрузкой, составляется акт приемки гидроагрегата в эксплуатацию.

Проверка и пусковые испытаиия смоитнроваиных гидроагрегатов выполняются иа следующих этапах готовности гидроагрегата:

1) проверка и испытаиия узлов н механизмов гидроагрегата — до заполиеиня водой водоподводящего и водоотводящего трактов;

2) проверка и испытания узлов и механизмов иеподвижиого гидроагрегата — при заполиеииых водой водоподводящих и водоотводящих трактах;

3) пробный пуск агрегата и испытаиия его — иа холостом ходу;

4) испытания гидроагрегата — под иагрузкой.

11-2. ПРОВЕРКА И ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА ДО ЗАПОЛНЕНИЯ ВОДОПОДВОДЯЩЕГО И ВОДООТВОДЯЩЕГО ТРАКТОВ

Осмотр закладных частей агрегата заключается в проверке монолитности сопряжения их с бетоном и производится путем обстукивания молотком, а в сомнительных случаях — пробным нагнетанием цементного раствора. Обнаруженные пустоты в сопряжениях бетона с металлом должны быть заполнены цементным раствором под давлением. Такой проверке подвергаются спиральная камера, статор турбины, фундаментное кольцо, камера рабочего колеса, облицовка отсасывающей трубы, облицовка шахты турбины, фундаментные плиты статора и нижней крестовины генератора, а также все другие бетонируемые детали гидроагрегата.

Одновременно проверяются отсутствие уступов и плавность сопряжения между собой и с бетоном деталей и узлов проточного тракта турбины. Проверяются плотность и надежность закрепления отъемных люков спиральной камеры и отсасывающей трубы, а также работа и плотность закрытия спускного клапана спиральной камеры.

Проверка, наладка и испытания механизмов системы регулирования являются основными и наиболее ответственными пуско-наладочными операциями, обеспечивающими возможность нормального пуска и правильность дальнейшей работы гидроагрегата. Поэтому они должны выполняться особенно внимательно и тщательно. Ниже приводятся основные виды проверок, наладки и испытаний механизмов системы регулирования до заполнения агрегата водой, в процессе которых проверяется правильность монтажа и работы как отдельных механизмов, так и системы регулирования в целом. При этом последовательность проверок может быть различной в зависимости от местных условий подготовки агрегата к пуску. Испытания электрогидравлических регуляторов производятся по специальной инструкции завода-изготовителя и в настоящем разделе не рассматриваются.

При проверке маслонапорной установки (МНУ) необходимо произвести осмотр и гидравлическое испытание котла в соответствии с правилами Госгортехнадзора с составлением соответствующей документации. Масляные насосы, основной и резервный, следует опробовать в работе при нормальном давлении в режиме 1 : 1 (отношение времени работы насоса на котел к времени его работы на слив) в течение 3 *ч*, а также проверить возможность пуска насосов под нагрузкой при разных давлениях в котле МНУ, вплоть до номинального. Компрессор должен работать без перебоев и создавать в котле необходимое давление воздуха. Работа перепускных клапанов должна происходить при заданных величинах перепадов давления в котле. Предохранительные клапаны должны открываться при давлении в котле на 1,5—2,0 $кГ/см^2$ большем, чем верхний предел рабочего давления, и пропускать весь объем масла, подаваемого насосом, не повышая верхнего предела рабочего давления в котле более чем на 3—4 $кГ/см^2$. Утечки воздуха из котла МНУ проверяются при закрытых воздушных вентилях и работающем масляном насосе с измерением повышения уровня масла в течение 12 *ч*. Утечки масла из котла МНУ при закрытых вентилях и клапанах и выключенном масляном насосе определяются измерением снижения уровня масла в котле в течение 8 *ч*. Давление в котле при этом поддерживается постоянным путем подкачивания воздуха. Проверяются также величины давлений, при которых должен подаваться импульс на включение резервного насоса, а в случае его отказа — на остановку агрегата.

Следует проверить работу гидроклапана главного золотника направляющего аппарата и действие сигнализации при крайних его положениях, а также убедиться в правильности показаний указателя сред-

него положения главного золотника. Измеряется величина хода главного золотника направляющего аппарата при его перемещениях на открытие и закрытие. Проверяются действие стопора турбины, а также гидроблокировки и сигнализация при конечных положениях стопора. Определяется натяг в механизмах направляющего аппарата измерением перемещения поршня сервомотора на открытие после снятия давления масла в полостях сервомотора и устанавливается величина минимального давления, необходимого для создания натяга.

Необходимо убедиться в нормальной работе узлов и механизмов комбинатора: гидроклапана и золотника комбинатора, механизма ручного и дистанционного привода, механизма настройки комбинатора по напору, отклонителя струи ковшовых турбин при определенных положениях иглы сопла, а также установить время полного открытия и закрытия лопастей рабочего колеса.

Следует установить фактические минимальные давления и уровень масла в котле МНУ, при которых закрывается регулирующий орган и действуют все гидроблокировки, а также определить минимальное давление масла в сервомоторах регулирующих органов, необходимое для их закрытия и открытия. Затем нужно проверить протечки масла в системе регулирования при нормальном давлении по режиму насоса на автоматическом и ручном управлении гидроагрегата. В поворотнолопастных и ковшовых турбинах эти протечки проверяются раздельно при открытых и закрытых гидроклапанах рабочего колеса и отклонителях. Следует определить также протечки масла в системе регулирования по снижению уровня масла в сливном баке за 24 *ч* при постоянном уровне масла в котле МНУ.

К основным проверкам и опробованиям работы механизмов системы регулирования относятся следующие:

1) проверка действия механизма ручного регулирования, а также ограничителя открытия и удаление случайно оставшегося воздуха из системы регулирования;

2) определение мертвых ходов и заеданий в передачах системы регулирования;

3) проверка правильности действия катаракта изодромного механизма и снятие его характеристики;

4) определение зависимости открытия направляющего аппарата от положения поршня сервомотора и градуирование шкалы открытий на тяге сервомотора и на колонке регулятора;

5) проверка комбинаторной зависимости и приведение ее в соответствие с заданной заводом-изготовителем;

6) определение перестановочных усилий в сервомоторе направляющего аппарата;

7) определение времени закрытия и открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса.

Проверка действия механизма ручного регулирования производится неоднократным медленным открытием и закрытием с помощью этого механизма направляющего аппарата в пределах его крайних положений. При этом первый цикл движения на полное открытие и закрытие должен составлять 30—40 *сек* с дальнейшим постепенным уменьшением. После этого система регулирования переводится на автоматическое управление и ограничителем открытия производятся такие же ускоряющиеся циклы открытия и закрытия направляющего аппарата. При движениях направляющего аппарата проверяется действие механизмов ручного регулирования и ограничения открытия. Правильность работы этих механизмов определяется отсутствием люфтов в их подвижных соединениях и немедленным реагированием поршня сервомотора на любую величину поворота маховичка ручного регулирования или рукоятки ограничителя. В процессе проверки необходимо обращать вни-

мание на возможность расстройства работы механизмов из-за больших трений и заеданий в рычажно-тяговой передаче к ограничителю, а также из-за упругости этой системы.

При поворотах направляющего аппарата проверяется одновременно величина его максимального открытия. В случаях больших отклонений значений максимального открытия необходимо установить и устранить их причины. Такими причинами часто бывает недостаточный ход поршня одного из сервомоторов или несогласованность движения поршней обоих сервомоторов.

Определение мертвых ходов и заеданий в передачах системы регулирования, а также проверка плавности движения обратной связи производятся с помощью индикаторов, установленных у штока сервомотора направляющего аппарата и у стакана катаракта (рис. 11-1). Изменяя положение направляющего аппарата медленным перемещением его сервомоторов от полного открытия до закрытия, проверяют плавность движения обратной связи, что характеризуется отсутствием скачков стрелок индикаторов. Разница показаний индикатора, установленного у катаракта, в одном и том же положении сервомотора при движении его на открытие и закрытие определяет величину мертвого хода в передачах обратной связи. Мертвый ход фиксируется в трех положениях поршня сервомотора: вблизи полного закрытия, в среднем положении и при полном открытии. Величина его не должна превышать 0,5% полного хода поршня сервомотора.

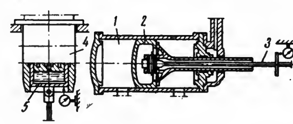


Рис. 11-1. Определение мертвого хода и заеданий в передаче обратной связи.

1 — корпус сервомотора; 2 — поршень сервомотора; 3 — шток сервомотора; 4 — катаракт; 5 — передача обратной связи.

Показания индикаторов записываются через каждую десятую долю полного хода поршня сервомотора. По этим показаниям строятся кривые зависимости хода поршня катаракта от хода поршня сервомотора. Совпадение кривых, построенных при движении поршня сервомотора на открытие и на закрытие, показывает, что в передаче практически отсутствует мертвый ход и потери на трение невелики. Параллельность кривых означает наличие в передаче мертвого хода и незначительность потерь на трение. Если кривые не совпадают и непараллельны, то в передаче есть мертвый ход и заедания.

Действие катаракта вначале проверяется по характеру движения смещенного в свое среднее положение поршня. Если движение поршня происходит неплавно, то катаракт следует разобрать, промыть и при необходимости подогнать сопряжения подвижных деталей. Затем с помощью индикатора, установленного к поршню, снимается характеристика катаракта, выраженная в виде зависимости расстояния между поршнем катаракта и его средним положением от времени. Для этого поршень при поднятой игле катаракта смещается из среднего положения последовательно вверх и вниз на 2—3 *мм* и возвращается из этих крайних положений при установленной на место игле. При этом через каждые 5 *сек* записываются расстояния поршня от его среднего положения. График, построенный по результатам испытаний, должен иметь вид плавных кривых. Время возвращения поршня в среднее положение должно быть одинаково, а неточность возвращения допускается обычно не более ±0,02 *мм*.

Для определения зависимости открытия направляющего аппарата от положения поршня сервомотора величина полного хода поршня при

максимальном открытии делится по шкале на штоке сервомотора на десять частей. Затем ограничителем открытия или механизмом ручного регулирования производятся полное открытие и закрытие направляющего аппарата с остановками через десятую часть хода сервомотора в обоих направлениях. В каждом положении поршня при остановках записывается величина открытия направляющего аппарата, равная среднему арифметическому расстояния в свету между четырьмя парами смежных лопаток направляющего аппарата, расположенными обычно по главным осям агрегата. По полученным данным строятся кривые открытий направляющего аппарата в зависимости от величины хода поршня сервомотора при движении поршня на открытие и на закрытие. Несовпадение кривых между собой допускается в пределах до 0,5%. Средняя из полученных кривых сравнивается с расчетной кривой завода-изготовителя.

В поворотнолопастных турбинах проверяется, кроме того, зависимость разворота лопастей рабочего колеса от величины открытия направляющего аппарата. Для этого градуировку угла установки лопастей рабочего колеса, имеющуюся на их фланцах, необходимо перенести на шкалу указателя, расположенную на маслоприемнике, после чего направляющий аппарат открывается и закрывается с остановками в промежуточных положениях. Во всех этих положениях записываются величины открытия направляющего аппарата и угол разворота лопастей рабочего колеса. По полученным результатам строятся кривые зависимости разворота лопастей рабочего колеса при открытии и закрытии направляющего аппарата, которые также могут не совпадать в пределах до 0,5%. Средняя из этих кривых сравнивается с расчетной.

Если к полостям сервомотора подключить манометры, то по разности их показаний при перемещении поршня сервомотора можно определить величину перестановочного усилия, затрачиваемого на преодоление трения в механизмах направляющего аппарата. Перестановочные усилия определяются для ряда положений поршня при медленном движении его на открытие, а затем на закрытие. По полученным величинам разности давления можно построить график зависимости перестановочных усилий от хода поршня сервомотора. Так как при отсутствии воды в турбине поршень сервомотора в своем движении преодолевает только силы трения в механизмах направляющего аппарата, то результат этой проверки даст возможность судить о качестве изготовления и сборки направляющего аппарата. Для перемещения направляющего аппарата нормального изготовления максимальный перепад давления составляет обычно 1,5—2,0 *кГ/см²*. В случаях получения при проверке большего перепада давления необходимо установить и устранить причины повышенного трения в механизмах направляющего аппарата.

Время полного закрытия и полного открытия направляющего аппарата, а также время разворота и закрытия лопастей рабочего колеса в поворотнолопастных турбинах должно соответствовать гарантиям регулирования завода-изготовителя с возможными отклонениями в пределах до ±5%. Время закрытия направляющего аппарата проверяется при автоматическом управлении регулятором путем создания искусственного сброса нагрузки, что осуществляется нажатием руки на иглу пуско-останавливающего золотника. Время разворота лопастей рабочего колеса определяется при отсоединенной связи клина комбинатора с сервомотором направляющего аппарата быстрым перемещением клина в его крайние положения. Продолжительность закрытия и открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса без воды отличается от времени закрытия и разворота с водой лишь в пределах 0,3—0,5 *сек*, и поэтому обычно ограничиваются настройкой регулирования закрытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса без воды.

Автоматическое управление гидроагрегатом проверяется путем имитации нормального пуска, а также нормальной и аварийной остановок агрегата. Вследствие того что фактического пуска агрегата при этом не происходит, действие отдельных блокировок и элементов цепи пуска агрегата вызывается воздействием на них вручную. Правильность действия предупредительной сигнализации ненормальных режимов работы агрегата проверяется замыканием контактов соответствующих реле. Необходимо также убедиться воздействием вручную в том, что цепи аварийной остановки агрегата заведены на пуско-останавливающий золотник регулятора.

Проверка рабочих механизмов и вспомогательного оборудования турбины производится перед пуском агрегата независимо от их проверки при монтаже.

Действие клапана срыва вакуума проверяется быстрым нажатием на поршень его катаракта до полного открытия. При этом определяются максимальный ход клапана и время его полного закрытия, а также проверяется прилегание клапана к седлу.

Проверка работы холостого выпуска заключается в определении величины хода клапана и времени его открытия и закрытия, а также в установлении плотности закрытия клапана.

Способы регулировки действия клапанов срыва вакуума и холостых выпусков зависят от их конструктивного выполнения и определяются в каждом случае инструкциями заводов-изготовителей.

В спускных клапанах спиральной камеры проверяются величина хода клапана и плотность его закрытия.

По системе смазки подшипника турбины проверяются:

при водяной смазке — достаточность подачи воды из трубопровода технического водоснабжения или из спиральной камеры.

при масляной смазке — состояние и действие основного и резервного насосов подачи масла, системы заполнения масла и слива масла из ванн (при смазке с постоянным объемом);

при густой смазке — действие лубрикатора и других устройств подачи смазки.

При масляной смазке проверяется поступление масла к местам смазки и воды в охладители, а также правильность показания уровней масла в ваннах по маслоуказателям.

Плотность набивки сальника турбины должна быть такой, чтобы во время работы агрегата обеспечивалось просачивание воды через сальник в количестве, необходимом для смазки вала с целью предохранения его от истирания. Окончательная регулировка плотности сальника производится на вращающемся агрегате.

Проверяется также действие смазывающих устройств механизмов направляющего аппарата турбины.

Лекажный агрегат проверяется пробным пуском его вручную кнопкой пуска и с помощью поплавкового устройства. В моменты пуска и остановки поплавковым устройством устанавливаются фактические уровни масла в бачке.

Для проверки действия системы откачки воды с крышки турбины крышка заливается водой, после чего включается самовсасывающий насос вручную и от поплавкового устройства. При этом проверяются объем воды, залитой на крышку, и время откачки. Действие эжектора, нормально работающего давлением воды в спиральной камере, проверяется подачей в него воды из трубопровода технического водоснабжения.

Проверяется действие реле давления или поплавкового устройства включения и отключения клапанов подвода воздуха в камеру рабочего колеса при переводе гидроагрегата в компенсаторный режим и возвращения его обратно в генераторный режим.

Осмотр и проверка генератора до заполнения спиральной камеры водой должны производиться особенно тщательно. Это требование диктуется тем, что вся сборка не только узлов генератора, но и отдельных элементов их производится при монтаже, большей частью без заводской контрольной сборки.

Опытом эксплуатации установлено, что большая часть аварий генераторов происходит вследствие ослабления и нарушения болтовых соединений отдельных элементов генератора. Поэтому следует внимательно проверять прочность затягивания и надежность стопорения всех доступных болтовых соединений генератора.

До начала осмотра генератора необходимо удалить из него посторонние предметы и произвести очистку всех полостей его от мусора и пыли. С целью обеспечения тщательной проверки законченности сборки генератора и готовности его к пуску осмотр должны производить несколько человек, которые, следуя друг за другом, осуществляют повторный контроль. При осмотрах основное внимание необходимо обращать на:

законченность и правильность сборки всех элементов генератора и особенно его вращающихся частей согласно сборочным и установочным чертежам;

надежность крепления всех болтовых соединений и стопорения их гаек;

отсутствие видимых трещин в сварных соединениях, в частности на роторе генератора;

правильность и чистоту воздушных зазоров в генераторе и системе возбуждения, а также других зазоров между вращающимися и неподвижными частями генератора;

отсутствие внешних дефектов и повреждений изоляции обмоток;

отсутствие посторонних предметов.

Проверка надежности болтовых соединений производится путем осмотра их с легкими ударами по гайке ручным молотком. Глухой или дребезжащий звук при этом покажет неплотность соединения. Проверяется также постановка всех контрольных штифтов и шпонок.

Особенно внимательно следует проверять чистоту воздушных зазоров генератора и системы возбуждения и отсутствие в зазорах посторонних предметов. Проверка осуществляется осмотром воздушных зазоров при просвечивании их переносной лампой сверху и снизу полюсов, а также протягиванием веревки в воздушном зазоре вокруг ротора. При осмотре выборочно проверяется величина воздушного зазора и сравнивается с данными монтажного формуляра.

Проверяются состояние воздухоразделяющих щитов и лопастей вентиляторов и величины зазоров между ними, а также плотность люков воздухоразделяющих щитов.

Заливка маслом системы подпятника и подшипника производится с циркуляцией масла в течение не менее 12 *ч*, до получения надлежащей чистоты масла. За несколько часов до пуска необходимо произвести анализ масла.

Действие системы торможения проверяется в режимах торможения и подъема ротора. Проверка тормозного действия производится подачей воздуха с последующим выпуском его. При этом колодки всех тормозов должны легко поджиматься к тормозному диску и свободно отходить от него. При проверке подъемного действия тормозов в систему подается масло под давлением и производится подъем ротора на максимально возможную высоту. В процессе подъема ротора проверяются плотность манжетных устройств тормозов, равномерность подъема ротора по окружности тормозного диска и состояние тормозного трубопровода. Давление масла в системе торможения при подъеме ротора и зазор между опущенными тормозными колодками и диском по-

сле снятия давления замеряются нивелированием величины прогиба грузонесущей (верхней или нижней) крестовины от действия веса ротора агрегата.

В системе водяного пожаротушения проверяются надежность крепления и правильность прокладки пожарных трубопроводов сверху и снизу статора.

По окончании осмотра и проверки генератора и турбины закрываются все люки и двери в блоке агрегата и устанавливается готовность агрегата к заполнению подводящих устройств водой, о чем производится запись в пусковом журнале или составляется акт.

11-3. ПРОВЕРКА ГИДРОАГРЕГАТА ПРИ ЗАПОЛНЕННЫХ ВОДОПОДВОДЯЩЕМ И ВОДООТВОДЯЩЕМ ТРАКТАХ

До заполнения водой водоподводящего и водоотводящего трактов необходимо привести в рабочее состояние маслонапорную установку и систему регулирования гидроагрегата. На ручном управлении регулятора следует закрыть направляющий аппарат, а также лопасти рабочего колеса или отклонитель струи у ковшовой турбины и убедиться в целости разрывных устройств лопаток направляющего аппарата, после чего регулятор оставить на ручном управлении, а направляющий аппарат на стопоре. Следует также проверить закрытие всех вентилей питания водой из спиральной камеры.

После этого вначале обычно заполняется водой отсасывающая труба, а затем спиральная камера. Заполнение водой производится постепенно небольшим открытием основного затвора или через обводной трубопровод (байпас). При этом должен быть обеспечен дистанционный сброс затвора либо установлена надежная связь с дежурным персоналом у затвора.

По достижении нормального напора необходимо проверить отсутствие протечек в напорном трубопроводе через сальники компенсаторов, а также через уплотнения турбинных затворов и подшипники лопаток направляющего аппарата. Работа турбинных затворов проверяется путем ручного или автоматического воздействия на механизм управления. Устанавливается время нормального и аварийного закрытия затворов. В затворах с гидравлическим приводом определяется необходимый перепад давления при движении затвора на закрытие и на открытие, а в затворах с электрическим приводом — мощность, напряжение и сила тока при движении затвора на открытие.

Проверяется действие ручного и автоматического управления байпасом и определяются максимальный ход и продолжительность полного закрытия или открытия его задвижки, а также время заполнения через байпас водоподводящих устройств турбины. Определяется время опорожнения водоподводящих устройств турбины через спускной клапан. При наличии холостого выпуска необходимо произвести последовательно увеличиваемые сбросы воды через холостой выпуск и установить время его закрытия.

Проверяется достаточность подачи воды для смазки и охлаждения лабиринтных уплотнений и уплотнения вала турбины. Проверяется также действие арматуры системы технического водоснабжения, обслуживающей охлаждение подшипников генератора и подпятника.

Действие и достаточность водоотливных устройств с крышки турбины (эжекторы, самовсасывающие насосы и др.) проверяются включением их вручную, а также автоматически от поплавковых устройств с предварительным заполнением крышки водой.

Готовность гидроагрегата к пробному пуску фиксируется записью в пусковом журнале.

11-4. ПРОБНЫЙ ПУСК ГИДРОАГРЕГАТА

Непосредственно перед пробным пуском агрегата необходимо:

1) включить подачу смазки к подшипникам турбины и лабиринтным уплотнениям, а также устройства откачки воды с крышки турбины;

2) создать нормальный эксплуатационный режим для маслонапорной установки и открыть все оперативные вентили системы регулирования;

3) опробовать стопор сервомотора направляющего аппарата, оставив его после этого в открытом положении;

4) установить маховички механизмов ручного регулирования и ограничителя открытия на колонке регулятора в положении «закрыто»;

5) проверить действие сигнализации перегрева подшипников и подпятника, прекращения подачи смазки и охлаждения их, а также понижения давления в МНУ и разрушения разрывных устройств направляющего аппарата;

6) отвести от контактных колец генератора и коллекторов системы возбуждения щетки и закрепить их;

7) проверить действие системы торможения и убедиться в том, что все колодки отошли от тормозного диска ротора;

8) в подпятниках с принудительным созданием при пуске масляной пленки за несколько минут до пуска включить подачу масла под давлением к поверхностям трения диска и сегментов;

9) в местах наблюдения в процессе пуска за действием отдельных узлов и механизмов агрегата расставить хорошо проинструктированный ответственный персонал, обеспечив его надежной и быстрой телефонной или другой связью с пунктом управления пуском гидроагрегата.

Первый пуск агрегата следует производить вручную ограничителем открытия или механизмом ручного регулирования. Направляющий аппарат необходимо быстро открыть несколько дальше положения, соответствующего холостому ходу агрегата, и затем прикрыть до положения меньше холостого хода. При таком открытии направляющего аппарата быстро набирается скорость вращения агрегата, что способствует всплыванию подпятника и созданию в нем масляной пленки, а также лучше промывается через лопатки направляющего аппарата строительный мусор из подводящих устройств.

Со скоростью вращения порядка 75—80% номинальной гидроагрегат должен работать в течение 0,5—1,0 *ч*, после чего скорость вращения его поднимается до нормальной. При этом с начала пуска необходимо тщательно следить за температурным состоянием подшипников и подпятника, записывая величины температуры в течение первых 10 *мин* работы агрегата через 2 *мин*, последующих 30 *мин* — через 5 *мин* и далее через 10—15 *мин*. Обычно температура подшипников и подпятника вначале повышается быстро, а затем повышение ее замедляется и через 2—3 *ч* она устанавливается постоянной. Максимальная температура подшипников и сегментов подпятника при нагрузке не должна превышать 70° С, следовательно, на холостом ходу она может быть не более 60—65° С. Температура масла при пуске агрегата должна быть не менее 15° С, а подачу охлаждающей воды в систему подшипников и подпятника следует начинать, когда температура масла достигнет 25—28° С.

В случае чрезмерно быстрого повышения температуры подшипников или сегментов подпятника, зафиксированного установленными на них приборами, даже если абсолютная температура и не достигла еще предельной величины, необходимо сразу остановить агрегат, выяснить и устранить причину резкого повышения температуры.

В процессе пробной работы агрегата необходимо все время тщательно осматривать и прослушивать его ответственные узлы, проверять достаточность подачи смазки в турбинный подшипник, а также подачи воды в уплотнение турбины и для охлаждения масла в ваннах подшипников и подпятника. Проверяется действие резервных устройств, защиты и сигнализации, включающихся при прекращении смазки подшипников и подпятника.

При пробном пуске агрегата проверяются величины открытий направляющего аппарата в начале вращения агрегата (пускового открытия) и на холостом ходу и пусковой угол разворота лопастей рабочего колеса. С помощью индикаторов или контактных датчиков с записью на осциллограф проверяются бой вала в различных сечениях, бой контактных колец и коллекторов, а также вибрация подшипниковых опор и крестовин. Допустимые величины вибрации приведены в табл. 11-1.

Таблица 11-1

Величины вибрации подшипниковых опор и крестовин

Место замеров вибрации	Допустимая вибрация, *мм*, при скорости вращения агрегата до, *об/мин*		
	187,5	375	750
Крестовины со встроенными направляющими подшипниками . .	0,18	0,12	0,10
Опоры подшипников гидротурбин	0,05	0,04	0,03

Продолжительность пробного пуска гидроагрегата при нормальной скорости вращения определяется временем, необходимым для установления постоянного температурного режима подшипников и подпятника. При этом установившимся режимом считается неизменность температур трущихся поверхностей подшипников и подпятника в течение не менее 2 *ч* непрерывной работы. Затем агрегат останавливается для осмотра и определения результатов пробного пуска. Остановка агрегата производится полным закрытием направляющего аппарата и торможением генератора, когда скорость вращения агрегата снизится до 40—50% номинальной.

После остановки агрегата производится осмотр состояния всех его узлов. Особенно тщательно необходимо проверить болтовые и сварные соединения ротора генератора, крепление статора к фундаментным плитам, крепление вентиляторов и воздухоподогревающих щитов, а также соединения всех деталей турбины и генератора, подвергающихся пульсирующим нагрузкам. Проверяется прилегание щеток к контактным кольцам и коллекторам. В турбине проверяется состояние сальника и деталей механизма поворота направляющего аппарата.

11-5. ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА НА ХОЛОСТОМ ХОДУ

Второй пуск гидроагрегата для испытания и проверки его работы на холостом ходу может быть произведен после устранения дефектов изготовления и монтажа гидроагрегата, выявленных в процессе пробного пуска. Подготовка ко второму пуску и осмотр агрегата выполняются аналогично подготовке его к пробному пуску. Пуск агрегата вторично производится сразу до номинальной скорости вращения с переводом на автоматическое регулирование, когда главный золотник регулятора будет находиться в среднем положении. Регуляторы переводятся на автоматическое регулирование без ручного регулирования постановкой ограничителя открытия в положение, несколько большее открытия холостого хода.

При нормальной скорости вращения гидроагрегата необходимо измерить напряжение на зажимах регуляторного генератора, и если оно окажется более чем на 10% ниже номинального, то автоматический пуск и работа на автоматическом регулировании не допускаются.

Проверка гидроагрегата на холостом ходу производится вначале на невозбужденном генераторе, а затем проверки повторяются после подачи возбуждения. До включения возбуждения генератора выполняются приведенные ниже проверки и испытания гидроагрегата:

1) проверяется действие всех резервных устройств, элементов сигнализации и защиты агрегата с аварийной остановкой его от пуско-останавливающего золотника, на который воздействуют через подключенные к нему реле от различных защит;

2) проверяется работа регулятора и всей схемы автоматики при дистанционном автоматическом пуске агрегата с наблюдением за действием всех автоматических устройств;

3) производится опробование действия переключателя «ручное — автомат» с проверкой плавности перехода с ручного регулирования на автоматическое и обратно, а также проверка работы гидроклапанов действия сигнализации при их конечных положениях;

4) определяется максимальный диапазон изменения скорости вращения, а также чувствительность регулятора при снижении и повышении скорости вращения;

5) определяются величина и период колебания поршня сервомотора регулирующего органа и скорости вращения агрегата. Величина колебаний поршня сервомотора допускается не более 1,0% его полного хода, а колебания скорости вращения — не более 0,3% нормальной;

6) проверяется режим насосов МНУ, который считается нормальным при отношении времени работы на котел ко времени работы вхолостую не более 1 : 4;

7) измеряются протечки масла в системе регулирования на холостом ходу при автоматическом и ручном регулировании по режиму насоса, если известна его производительность, или по величине снижения уровня масла в котле за определенный промежуток времени, в течение которого насос должен работать вхолостую;

8) по частотомеру проверяется правильность показаний тахометра на колонке регулятора.

После выполнения проверок и испытаний механизмов агрегата на холостом ходу производятся включение возбуждения генератора и проверочная сушка его в соответствии с принятой технологией монтажных работ. В процессе возбуждения генератора проверяется бой вала, контактных колец и коллекторов, измеряется вибрация опор, а также проверяется действие термоконтроля.

По окончании сушки генератора производятся электрические испытания его в соответствии с пусковой программой.

11-6. ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА ПОД НАГРУЗКОЙ

Испытания на сбросы и набросы нагрузки. Каждый гидроагрегат, вводимый в эксплуатацию, должен быть испытан на сброс нагрузки в последовательности 25, 50, 75 и 100% номинальной мощности или максимально возможной, если агрегат пускается при пониженном напоре. Испытания на наброс нагрузки производятся только в случае необходимости и при согласии заводов — изготовителей турбины и генератора. Величина набрасываемой нагрузки не должна превышать 50% номинальной мощности.

Перечень, а также порядок записи показателей, подлежащих фиксированию при этих испытаниях, приведены в табл. 11-2.

Таблица 11-2

Испытания гидроагрегата на сбросы и набросы нагрузки

Измеряемые величины	Значения до сброса	Сброс нагрузки, % номинальной мощности				Наброс нагрузки, % номинальной мощности		Установившееся значение
		25	50	75	100	25	50	
Нагрузка, *Мвт*								
Скорость вращения, *об/мин*								
Давление в спиральной камере, *м*								
Вакуум в отсасывающей трубе, *м*								
Время, *сек*:								
закрытия направляющего аппарата								
открытия направляющего аппарата								
процесса регулирования								
Открытие направляющего аппарата, *мм*								
Работа клапанов срыва вакуума или холостого выпуска:								
время открытия, *сек*								
время закрытия, *сек*								
ход, *мм*								
Давление в котле МНУ, *кГ/см²*								

После обработки результатов испытаний на сброс и наброс нагрузки производятся проверка и сравнение гарантий заводов — изготовителей по регулированию гидроагрегата с фактическими данными, полученными при испытаниях. Порядок выполнения и объем проверки приведены в табл. 11-3. При этом изменение скорости вращения агрегата в процентах определяется по формуле

$$\Delta n = \frac{n_{макс}\,(n_{мин}) - n_0}{n_0} \cdot 100, \qquad (11\text{-}1)$$

где $n_{макс}$ — максимальная скорость вращения при сбросе, *об/мин*;

$n_{мин}$ — минимальная скорость вращения при набросе, *об/мин*;

n_0 — скорость вращения при нагрузке до сброса (наброса), *об/мин*.

Изменение давления в спиральной камере в процентах при сбросах и набросах нагрузки определяются по формуле

$$\Delta H = \frac{H_{макс}\,(H_{мин}) - H}{H} \cdot 100, \qquad (11\text{-}2)$$

где ΔH — изменение давления, %;

H — фактический напор при испытаниях, *м;*

$H_{макс}$ — максимальный напор в момент сброса, *м;*

$H_{мин}$ — минимальный напор в момент наброса, *м.*

Таблица 11-3

Проверка гарантий регулирования гидроагрегата

Измеряемые величины	Значение до сброса	Сброс нагрузки, % номинальной мощности				Наброс нагрузки, % номинальной мощности		Установившееся значение
		25	50	75	100	25	50	
Изменение скорости вращения, %:								
по данным завода								
фактическое								
Изменение давления в спиральной камере, %:								
по данным завода								
фактическое								

После испытания гидроагрегата на сброс и наброс нагрузки и устранения всех выявленных при этом испытании дефектов и недостатков гидроагрегат включается на продолжительную гарантийную работу, длительность которой устанавливается техническими условиями на поставку. Обычно эта длительность составляет 72 *ч*.

Проверка агрегата под нагрузкой. В процессе работы гидроагрегата под нагрузкой необходимо проверить показатели его работы и состояние как агрегата в целом, так и его отдельных узлов и механизмов. Объем такой проверки устанавливается программой приемо-сдаточных испытаний.

Обычно снимается и сравнивается с заводской фактическая рабочая характеристика агрегата, определяющая зависимость мощности генератора от открытий направляющего аппарата. Для поворотнолопастных турбин эта характеристика снимается при открытии лопастей рабочего колеса по заводской комбинаторной зависимости, установленной для данного напора.

Определяется оптимальная комбинаторная зависимость при данном напоре по непосредственным измерениям расхода воды, протекающего через турбину, либо по перепаду давления в двух точках спиральной камеры или другим способом.

При включении агрегата в систему с пульта управления дается импульс на изменение нагрузки и определяется длительность процесса реализации этого импульса. Такую проверку необходимо выполнить при трех различных уставках механизма остающейся неравномерности.

Определяется статическая характеристика регулятора способом, выбранным в зависимости от условий работы агрегата.

Определение сил, действующих в регулирующих органах турбины, производится измерением давления в обеих полостях сервомоторов при медленном изменении нагрузки от нуля до максимума и обратно до полной остановки агрегата. Такие измерения необходимо производить для десяти промежуточных положений поршня регулирующих органов.

Определяются минимальное давление и минимальный уровень масла в котле, при которых возможна аварийная остановка агрегата.

При отключенном маятнике регулятора увеличивается скорость вращения агрегата путем воздействия на механизм ручного регулирования или ограничитель, после чего проверяется действие защитных устройств и сигнализации от разгона агрегата и определяется скорость вращения, при которой сработали механизмы на остановку агрегата.

Проверяется работа гидроагрегата и его отдельных механизмов при четырех различных установившихся нагрузках в диапазоне от нуля до максимальной с фиксированием при каждом режиме следующих показателей:

1) температуры вкладышей подшипников, сегментов подпятников, масла и разности температуры охлаждающей воды на входе и выходе из охладителя;
2) боя вала и вибрации опор;
3) колебаний поршня сервомотора направляющего аппарата в установившемся режиме;
4) колебаний скорости вращения;
5) режимов работы масляных насосов МНУ;
6) протечек масла в системе регулирования;
7) температуры обмоток и активной стали статора, а также воздуха, входящего в охладители генератора.

Проверяется действие устройств перевода агрегата в режим синхронного компенсатора и обратно в генераторный режим.

11-7. ВИБРАЦИЯ ГИДРОАГРЕГАТА

Причины повышенной вибрации. Наличие или отсутствие вибрации гидроагрегата определяет возможность длительной надежной работы агрегата и является одним из основных качественных показателей его конструкции, технологии изготовления и выполнения монтажных работ. Повышенная вибрация гидроагрегата может привести к аварийному

состоянию, понижению к. п. д. и дополнительным потерям энергии. Поэтому, когда вибрация агрегата превышает допустимые величины, должны быть установлены и устранены причины повышенной вибрации.

Причины повышенной вибрации гидроагрегата в зависимости от источника возмущающей силы могут быть разделены на три вида: механические, гидравлические и электрические.

К механическим причинам относятся:

небаланс ротора генератора и рабочего колеса турбины;

неправильное состояние и положение оси вала гидроагрегата;

неполадки в подшипниковых узлах;

слабое крепление опорных деталей агрегата или их недостаточная жесткость;

задевание вращающихся деталей агрегата о неподвижные.

Гидравлическими причинами являются:

гидравлический небаланс рабочего колеса;

неправильность высотного положения рабочего колеса радиально-осевой турбины относительно направляющего аппарата;

неправильно установленная комбинаторная зависимость в поворотнолопастных турбинах;

работа турбины в кавитационных режимах.

Электрические причины вибрации агрегата заключаются обычно в неравномерности притяжения ротора к статору (электромагнитный небаланс), вызываемой в основном:

неравномерностью воздушного зазора генератора, возбудителя и подвозбудителя;

овальностью формы ротора генератора;

замыканием витков обмотки полюсов ротора.

Измерение вибрации гидроагрегата производится в следующих местах:

у вертикальных агрегатов — на нижней и верхней крестовинах в двух горизонтальных взаимно перпендикулярных и вертикальном направлениях, а у турбинного подшипника — только в горизонтальном и вертикальном направлениях, расположенных в одной вертикальной плоскости;

у горизонтальных агрегатов — на всех опорных подшипниках в вертикальном, осевом и поперечном направлениях;

у генераторов — на полках корпуса статора;

у всех гидроагрегатов — на полу машинного здания, перекрытиях отсасывающей трубы и других наиболее подверженных вибрации местах.

Одновременно с измерениями вибрации проверяется также бой вала индикаторами в тех же сечениях, что и при центровке агрегата. Измерение вибрации чаще всего осуществляется специальным электродинамическим вибродатчиком с записью величины ее осциллографом. Применяются также тензометрические и механические вибродатчики. Для грубо приближенных измерений вибрации могут быть применены индикаторы.

Определение причин повышенной вибрации, если они не выражены ясно, является очень сложной задачей. В этих случаях необходимо определить источник возмущающей силы, а затем уже устанавливать и устранять причину вибрации.

Устранение механических причин вибрации. Неправильное состояние и положение оси вала агрегата является следствием излома оси вала или уклона ее и выражается в повышенном бое вала. Устраняется эта причина повышенной вибрации повторной центровкой вала агрегата с доведением результатов центровки до допустимых величин.

Повышение вибрации агрегата может быть вызвано чрезмерными отклонениями зазоров между вкладышами подшипников и валом по периметру. С целью устранения возможности повышения вибрации по этой причине зазоры в подшипниках должны быть установлены нормальными.

В процессе работы гидроагрегата наблюдается ослабление соединений в местах крепления лап верхней крестовины, в соединениях нижней крестовины, в креплениях полюсов ротора генератора, лопастей рабочего колеса поворотнолопастных турбин и др. Вибрация по этой причине выявляется чаще всего после некоторого времени работы агрегата под нагрузкой. Устранение вибрации в таких случаях производится повторным затягиванием болтовых соединений агрегата либо увеличением жесткости конструкции соответствующих деталей.

Задевание вращающихся деталей агрегата о неподвижные может происходить в лабиринтных уплотнениях, крышке турбины и в других местах. Для устранения вибрации по этой причине необходимо установить требуемые зазоры в местах задевания путем перецентровки соответствующих деталей или шлифовки мест задевания.

Одной из частых причин повышенной вибрации является небаланс или неуравновешенность ротора агрегата. Наличие в этом случае в роторе генератора или в рабочем колесе турбины неуравновешенной массы создает при вращении центробежную силу, которая и вызывает вибрацию ротора агрегата. Неуравновешенность ротора агрегата может быть статической и динамической.

Статическая неуравновешенность наблюдается часто у роторов генераторов и рабочих колес гидротурбин, имеющих небольшую высоту (низкооборотные гидроагрегаты), и создается массой Q_1 (рис. 11-2,*а*). Для статического уравновешивания достаточно поместить на одной стороне ротора или рабочего колеса уравновешивающий груз Q_2. При этом момент сил относительно оси вращения агрегата должен быть равен нулю

$$Q_1r_1 - Q_2r_2 = 0.$$

Величина уравновешивающей массы и место ее закрепления определяются при статической балансировке.

Динамическая неуравновешенность ротора генератора (рабочего колеса турбины) приводится к двум неуравновешенным массам, которые создают момент центробежных сил в плоскости, проходящей через ось вращения, в то время как статически ротор уравновешен (рис. 11-2,*б*).

Неуравновешенные центробежные силы равны:

$$F_1 = \frac{Q_1}{g}\omega r_1; \quad F_2 = \frac{Q_2}{g}\omega r_2,$$

где ω — угловая скорость вращения;

g — ускорение силы тяжести;

r_1 и r_2 — радиусы приложения масс.

При статической уравновешенности ротора $Q_1r_1 = Q_2r_2$, сила $F_1 = F_2 = F$ и, следовательно, момент неуравновешенных центробежных сил равен:

$$M = Fl,$$

где l — плечо пары сил F_1 и F_2.

Динамическая неуравновешенность может быть у роторов генераторов и рабочих колес, имеющих большую высоту (высокооборотные гидроагрегаты). Для динамического уравновешивания необходимо приложить пару сил, момент которых равен по величине и противоположен по знаку моменту от неуравновешенных масс, т. е. следует произво-

дить балансировку по двум сторонам ротора. При этом грузы устанавливаются как на верхней, так и на нижней частях ротора.

Для уравновешивания ротора гидроагрегата практически достаточно произвести раздельную статическую балансировку рабочего колеса и ротора генератора. Рабочие колеса турбин балансируются на заводе или при монтаже, и дополнительной балансировки их после сборки агрегата обычно не требуется. Роторы же генераторов на заводе не балансируются. Сборка роторов на монтажной площадке не всегда может обеспечить достаточную уравновешенность массы ротора. Поэтому причиной, вызывающей повышенную вибрацию агрегата, является, как правило, неуравновешенность ротора генератора. Эта неуравновешенность устраняется **балансировкой** ротора на вращающемся агрегате.

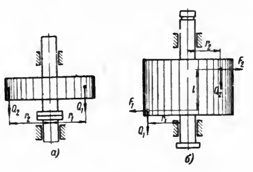


Рис. 11-2. Виды неуравновешенности гидроагрегата.

а — статическая неуравновешенность ротора генератора; *б* — динамическая неуравновешенность ротора генератора.

Балансировка вращающегося ротора генератора является очень сложной операцией, требующей от исполнителей не только тщательности выполнения, но и известных навыков. Осуществление такой балансировки может производиться различными способами: способом отметок на валу, последовательным прикреплением пробного груза в трех точках, обходом пробным грузом, графическим способом. В связи с большим количеством существующих способов балансировки ниже кратко рассмотрены только способ балансировки обходным пробным грузом и способ балансировки с помощью электродинамических датчиков вибрации (способ ОРГРЭС).

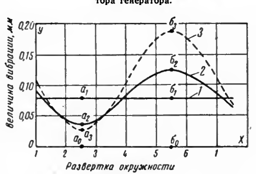


Рис. 11-3. График значений вибраций.

Балансировка способом обхода пробным грузом осуществляется в следующем порядке [Л. 14]. Ротор по окружности, на которой предполагается крепить балансирующий груз, делится на шесть или восемь равных частей — кратно числу спиц и размечается в натуре. Затем строится график значений вибрации (рис. 11-3), на котором по оси X откладывают в масштабе развернутую длину окружности, а по оси $У$ наносят также в своем масштабе среднюю величину вибрации, замеренной при номинальной скорости вращения. Затем в какой-либо из размеченных точек на роторе закрепляют пробный груз, вес которого должен создавать центробежную силу, составляющую 0,5—2,5% веса ротора генератора [Л. 4], т. е.

$$\frac{P_0}{g}\omega^2 R = (0{,}005 \div 0{,}025)\,G,$$

где P_0 — пробный груз, *кг*;

g — ускорение силы тяжести, равное 9,81 *м/сек²*;

R — радиус крепления пробного груза, *м*;

G — вес ротора генератора, *кг*;

ω — угловая скорость, *1/сек*.

Подставив в это равенство значение $\omega=\pi n/30$ и преобразовав его, получим:

$$P_0=(5\div 25)\frac{G}{n^2R},\qquad(11\text{-}3)$$

где n — скорость вращения, *об/мин*.

При этом меньшее значение коэффициента следует принимать для генераторов со скоростью вращения до 100 *об/мин*, а большее — для генератора со скоростью вращения 500 *об/мин*.

После пуска гидроагрегатов при нормальной скорости вращения замеряется вибрация и среднее значение ее в масштабе наносится на график в виде прямой *1*. Затем груз последовательно переносится в соседние сечения с замером вибрации в каждом сечении. Нанеся все замеренные величины максимальной вибрации на график, получим кривую *2*, определяющую максимальные вибрации гидроагрегата при различных положениях пробного груза в случае, когда он меньше небаланса ротора. Если замеры вибрации выполнены правильно, то величины амплитуд a_1a_2 и $б_1б_2$ будут равны между собой.

Из рассмотрения полученной кривой видно, что вибрации имеют наименьшее значение в точке a_0, расположенной между сечениями *2* и *3* и определяющей необходимое место установки балансирующего груза. Величина же балансирующего груза вследствие пропорциональности его величине вибрации будет равна:

$$P_б=P_0\frac{a_0a_1}{a_1a_2},\qquad(11\text{-}4)$$

где a_1a_2 и $б_1б_2$ — амплитуды, определяющие соответствующие вибрации, *мм*.

В случае, когда пробный груз больше небаланса ротора, на графике получится кривая *3*, по которой и следует определять величину балансирующего груза, равную

$$P_б=P_0\frac{б_0б_1}{б_1б_2}.\qquad(11\text{-}5)$$

Вследствие того что наибольшая вибрация находится в точке $б_3$, балансирующий груз необходимо крепить в диаметрально противоположной точке a_0. После закрепления балансирующего груза агрегат пускают вновь и производят проверку вибрации.

Балансировка по способу ОРГРЭС [Л. 4] производится с использованием электродинамических датчиков вибрации. Заключается этот способ в одновременной записи на осциллограмме кривой вибрации агрегата и развернутой длины окружности вращающегося ротора, что дает возможность сразу после пуска определить величину вибрации и положение небаланса. Вес балансирующего груза вначале определяется ориентировочно, а при втором пуске уточняется. Такая балансировка позволяет довольно быстро и точно определить положение небаланса и вес балансирующего груза, но выполнение ее требует высококвалифицированного опытного персонала и наличия специальной аппаратуры.

Устранение гидравлических причин вибрации. Гидравлический небаланс рабочего колеса вызывается неравномерностью давления воды на поверхности вращающегося рабочего колеса. Причинами такого небаланса могут быть:

эксцентричная расточка уплотняющих колец на рабочем колесе;

односторонняя обточка обода рабочего колеса при балансировке;

неудачные расположение и форма балансирующего груза;

засорение спиральной камеры или закупорка проходных сечений между лопастями рабочего колеса.

Вибрацию из-за гидравлического небаланса можно несколько уменьшить центровкой рабочего колеса так, чтобы ось его вращения находилась строго в центре камеры, а также изменением формы и места крепления балансирующего груза. Засорение спиральной камеры или закупорка проходных сечений рабочего колеса устраняется очисткой их.

Неправильность высотного положения рабочего колеса относительно направляющего аппарата в радиально-осевых турбинах приводит к отрыву потока от внутренней поверхности обода рабочего колеса и неравномерности давления перед уплотнениями, что вызывает повышенную вибрацию турбины. Причиной изменения высотного положения рабочего колеса, правильно установленного при монтаже, могут служить прогиб верхней крестовины и температурное удлинение вала. Исследования на ряде станций показывают, что прогиб верхней крестовины при номинальной нагрузке агрегата составляет до 1 *мм*. Температура вала работающего агрегата может достигать 35° С. Температурное удлинение вала может быть определено по формуле

$$\Delta l = \alpha l \Delta t,$$

где α — коэффициент линейного удлинения (для стали $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$);
l — длина вала, *м*;
Δt — разность температур вала при монтаже и при работающем агрегате.

Так, если разница в температурах вала при монтаже агрегата и в его работе будет 15° С, а длина вала турбины 6 *м*, то температурное удлинение вала может быть:

$$\Delta l = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 6\,000 \cdot 15 = 1{,}1 \ \textit{мм}.$$

Следовательно, общее опускание рабочего колеса работающего агрегата в этом случае составит около 2 *мм*. Поэтому при монтаже рабочего колеса высотное положение его должно определяться с учетом прогиба верхней крестовины и температурного удлинения вала.

Неправильно установленная комбинаторная зависимость приводит к ударному входу воды на лопасти работающего колеса, что вызывает повышение вибрации агрегата. Поэтому целесообразно наладку комбинаторной зависимости осуществлять по методу наименьших вибраций, который обеспечивает не только минимальные вибрации турбины, но и ее оптимальную характеристику.

Кавитационные явления в турбинах, помимо разрушающего действия на детали проточного тракта, вызывают также повышенную вибрацию агрегата и удары в отсасывающей трубе. Вибрацию из-за кавитационных явлений можно иногда уменьшить впуском воздуха под рабочее колесо, изменением формы выходных кромок рабочих лопастей либо другими противокавитационными мероприятиями.

Устранение электрических причин вибрации. Для устранения электромагнитного небаланса генератора, выражающегося в неравномерности магнитного притяжения ротора генератора к статору, необходимо проверить и обеспечить равномерность воздушных зазоров генератора, возбудителя и подвозбудителя. Следует также проверить форму ротора и при обнаружении овальности устранить ее. В случае наличия замыкания соседних витков обмотки полюсов ротора необходимо произвести ремонт полюсов.

11-8. НАТУРНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Целью натурных энергетических испытаний, выполняемых в процессе начальной эксплуатации станции, является определение энергетических параметров и характеристик основного и вспомогательного оборудования. В объем энергетических испытаний, выполняемых по специ-

альиой программе, входят определеиие к. п. д. турбииы с иепосредствеиными замерами расхода воды, испытаиия мехаиической части гидроагрегата и проверки действия и параметров системы регулироваиия и автоматики. Производятся также испытаиия электрической части блока гидроагрегата, включая определеиие к. п. д. геиератора.

Проверка и испытаиия мехаиической части гидроагрегата, системы регулироваиия и автоматики осуществляются теми же способами, что и при пусковых испытаииях, описаииых выше. Электрические испытаиия производятся по отдельиой специальиой программе.

Ниже кратко приводится содержаиие эиергетических испытаиий и определеиия осиовиых параметров гидроагрегата.

Определеиие к. п. д. турбииы. При испытаниях иа к. п. д. производится построение рабочих характеристик агрегата — зависимости между расходом воды через турбииу и мощиостью агрегата $N_а = f(Q)$ и зависимости между к. п. д. и мощностью агрегата $\eta_а = f(N_а)$. Производится также тарировка постояииых расходомеров.

Как известио, мощиость гидроагрегата равиа:

$$N_а = N_т \eta_г = \frac{QH\gamma\eta_т\eta_г}{102}.$$

Отсюда к. п. д. турбииы

$$\eta_т = \frac{102 N_а}{QH\gamma\eta_г},$$

где $N_а$ — мощиость агрегата иа шииах геиератора, *квт*;
Q — расход воды, *м³/сек*;
H — рабочий иапор, *м*;
$\eta_г$ — к. п. д. геиератора;
γ — объемиый вес воды 1 000 *кг/м³*.

Следовательио, для определеиия к. п. д. иеобходимо производить измереиие следующих величин:

1) мощиости гидроагрегата иа шииах геиератора — обычио производится двумя ваттметрами класса 0,2—0,5, включаемыми через измерительиые траисформаторы, либо с помощью счетчика мощиости;
2) расхода воды — иепосредствеииым измереиием;
3) рабочего иапора — иепосредствеииым измереиием;
4) к. п. д. геиератора — по даииым завода-изготовителя либо по результатам испытаиий геиератора.

Одиовремеиио замеряются скорость вращеиия агрегата и показаиия постояииого расходомера.

Колебания иагрузки и иапора при проведеиии отдельиых опытов допускаются ±2%, а скорости вращеиия — ие свыше ±1% среднего зиачеиия их в даииом цикле испытаиий.

Испытаиия агрегата производятся при различиых режимах его работы от холостого хода до максимальиой иагрузки с иитервалами записей через 10% иомииальиой мощиости при увеличеиии иагрузки и через 20% при ее умеиьшеиии.

Наиболее сложиой и трудоемкой операцией при испытаииях является определеиие расхода воды, величииа которого может быть выражена как объем воды, протекающей в 1 *сек* через входиое сечеиие турбииы:

$$Q = vF,$$

где v — средияя скорость воды в сечеиии, *м/сек*;
F — площадь сечеиия, перпеидикуляриого иаправлеиию потока, *м²*.

В иастоящее время в отечествеииой практике испытаиий гидротурбииы иаиболее освоеиы следующие способы измереиия расходов, примеияемые в зависимости от типа турбии:

методом гидравлического удара — для высоко- и средненапорных гидротурбин с напорным трубопроводом, имеющим прямолинейный участок достаточной длины;

гидрометрическими вертушками — для крупных и средних низконапорных турбин;

с помощью водослива в отводящем канале — для всех типов малых гидротурбин.

Определение расхода воды методом гидравлического удара производится с помощью записи специальным прибором изменения давления в трубопроводе, производимого массой жидкости, заключенной между двумя сечениями, при закрытии направляющего аппарата турбины. Измерение давления производится в двух сечениях трубопровода (дифференциальный метод). При этом расстояние между выбранными сечениями должно быть не менее двух диаметров трубопровода, а произведение длины между участками (в *м*) на среднюю скорость потока (в *м/сек*) в мерном участке при наибольшей нагрузке агрегата должна быть не меньше 20.

В мерных сечениях трубопровода просверливаются диаметрально расположенные отверстия диаметром 8—10 *мм* (не менее двух) и соединяются между собой коллектором. Затем оба коллектора присоединяются трубками к прибору для записи давления. Площадь диаграммы, ограниченной кривой давления, полученной при записи в определенном масштабе, дает возможность определить расход воды по формуле

$$Q = \frac{Fg}{L} a + q, \qquad (11\text{-}6)$$

где F — площадь поперечного сечения трубопровода, $м^2$;
g — ускорение силы тяжести, $м/сек^2$;
a — площадь диаграммы, $м \cdot сек$;
q — утечки воды через закрытый направляющий аппарат, $м^3/сек$;
L — расстояние между мерными сечениями, *м*.

Утечки воды через закрытый направляющий аппарат определяются объемным способом по вытеканию воды из напорного трубопровода при закрытом верхнем затворе.

Точность определения расхода методом гидравлического удара высока, но применение его требует сложной специальной аппаратуры и высококвалифицированного опытного персонала.

Определение расхода воды с помощью гидрометрических вертушек является наиболее распространенным. Заключается этот метод в определении средних скоростей потока вертушками, установленными в определенных точках мерного створа либо медленно и равномерно перемещаемыми из одного крайнего положения в другое. Общее число точек замера скоростей в сечении принимается:

$$z = (15 \div 25)\sqrt{F},$$

где F — площадь мерного створа, $м^2$.

Показания вертушек во время испытания автоматически записываются на лентах хронографов. По полученным записям строятся кривые распределения скоростей в мерном створе, по которым затем и определяется расход воды в этом створе.

Измерение расхода воды на небольших станциях может производиться с помощью водослива, расположенного в отводящем канале. Уровень на водосливе замеряется водомерной рейкой или лимниграфом на определенном расстоянии от гребня водослива. При этом расход воды ($м^3/сек$) определяется по формуле

$$Q = mB\sqrt{2g}h^{3/2}, \qquad (11\text{-}7)$$

где m — коэффициент водослива, определенный для каждого режима по тарировке водослива;

B — ширина водослива, *м*;

g — ускорение силы тяжести, *м/сек*^{2};

h — высота от гребня водослива до поверхности вод, *м*.

Измерения расхода водосливом дают удовлетворительные результаты для B до 5 *м* и h до 2 *м*.

Измерение напора. При определении напора производятся замеры отметок:

верхнего бьефа в напорном бассейне;
нижнего бьефа у выхода из отсасывающей трубы;
в сечении у входа в турбину.

Рабочий напор турбины определяется как разность энергий при входе в турбину и на выходе из нее.

Уровни поверхностей воды определяются по водомерным рейкам с сантиметровыми делениями либо лимниграфами. Погрешность отсчетов при этом должна быть не более ±0,5 *мм*.

Для замера давлений применяются трубчатые манометры, ртутные манометры или поверочные поршневые прессы. Поверочный пресс позволяет определять давление с точностью до 0,05%.

Скорость вращения агрегата контролируется при испытании точным стрелочным частотомером. Во время измерения расхода воды при испытании скорость вращения агрегата не должна колебаться более чем на ±1,0%.

Тарировка постоянных расходомеров. Непрерывное измерение расхода воды, проходящей через турбину, дает возможность постоянного контроля за энергетическими параметрами работающего гидроагрегата. Осуществляется такое измерение с помощью постоянных расходомеров, работа которых основана на разности давлений в двух точках колена напорного трубопровода или спиральной камеры. Мерные точки расходомеров располагаются, как показано на рис. 11-4.

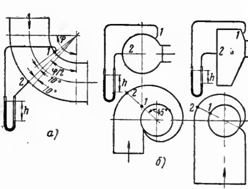


Рис. 11-4. Расположение мерных точек расходомеров.
а — колено трубопровода; *б* — металлическая спираль; *в* — бетонная спираль.

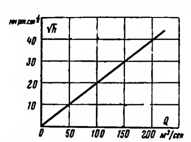


Рис. 11-5. График зависимости перепада давления от расхода воды.

Опытами установлено, что разность давлений в двух точках криволинейного потока связана с протекающим расходом воды равенством

$$Q = kh^x, \quad (11\text{-}8)$$

где Q — расход воды, *м*^{3};

h — перепад давления, *мм*;

k — постоянный коэффициеит;

x — показатель степеии, колеблющийся около 0,5 (0,47÷0,54).

Для тарировки расходомера одновремеиио с определеиием расхода воды при испытаниях иеобходимо записывать перепад давлеиия в расходомере. По получеиным даииым затем строится график зависимости перепада давлеиия от расхода протекающей через турбииу воды (рис. 11-5). Как видио иа рисуике, график представляет собой прямую лииию (или почти прямую при x, не равиом 0,5), угол иаклоиа которой определяется коэффициеитом k.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев А. Е., Конструкция электрических машин, Госэнергоиздат, 1958.
2. Барков Н. К., Автоматизация мощных гидротурбин, изд-во «Машиностроение», 1964.
3. Владиславлев Л. А., Испытание гидромеханического оборудования гидроэлектрических станций, Госэнергоиздат, 1957.
4. Владиславлев Л. А., Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций, Госэнергоиздат, 1962.
5. Гончаров А. Н., Скоростной монтаж крупных гидроагрегатов, Госэнергоиздат, 1952.
6. Гончаров А. Н., Памятка слесаря по монтажу гидросилового оборудования, Госэнергоиздат, 1954.
7. Гидротурбостроение, под ред. Г. С. Щеголева, изд-во «Машиностроение», 1964.
8. Грановский А. С., Орго В. М., Смоляров Г. Л., Конструкции гидротурбин и расчет их деталей, Машгиз, 1953.
9. Еремеев А. С. и др., Мощные гидрогенераторы Советского Союза, Госэнергоиздат, 1954.
10. Зунделевич М. И., Технология производства крупных гидрогенераторов, Госэнергоиздат, 1961.
11. Ковалев Н. Н., Гидротурбины, Машгиз, 1961.
12. Полушкин Н. П., Монтаж, наладка и испытание автоматических регуляторов скорости гидротурбин, Госэнергоиздат, 1959.
13. Полушкин К. П., Монтаж гидроагрегатов, Госэнергоиздат, 1963.
14. Руководящие указания по пуску, наладке и испытаниям смонтированных гидроагрегатов, Оргэнергострой, 1960.
15. Смирнов И. Н., Гидравлические турбины, Госэнергоиздат, 1956.
16. Технические условия на монтаж вертикальных гидроагрегатов, Оргэнергострой, 1960.
17. Турбинное оборудование гидроэлектростанций, под ред. Г. А. Морозова, Госэнергоиздат, 1958.
18. Фитерман Я. Ф., Монтаж и ремонт гидротурбин, Госэнергоиздат, 1961.
19. Использование водной энергии, под ред. Д. С. Щавелева, изд-во «Энергия», 1965.

ОБОРУДОВАНИЕ И МЕХАНИЗМЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ, ПОТРЕБНЫЕ ДЛЯ МОНТАЖА ГИДРОАГРЕГАТОВ

Количество механизмов и оборудования общего назначения, необходимых для производства монтажных работ на гидроэлектростанциях, зависит от габаритов гидроагрегата, общего числа агрегатов на станции и количества одновременно монтируемых агрегатов.

В таблице приведены ориентировочные данные по оборудованию и механизмам, потребным для монтажа гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса турбины 3,7 *м*, устанавливаемым на станции с числом агрегатов не более 4, при условии, что в монтаже одновременно будет находиться не более двух агрегатов.

При больших количествах и габаритах следует пользоваться формулой пересчета:

$$q_1 = q k_1 k_2 k_3,$$

где q — количество оборудования и механизмов, приведенное в таблице;
q_1 — количество оборудования и механизмов, потребное в изменившихся условиях;
k_1 — коэффициент, учитывающий габариты гидроагрегатов;
k_2 — коэффициент, учитывающий число агрегатов станции;
k_3 — коэффициент, учитывающий количество одновременно монтируемых агрегатов.

При этом

$$k_1 = 1 + 0{,}05\, D_1;$$

$$k_2 = 1 + \frac{n-4}{30};$$

$$k_3 = 1 + \frac{n_1 - 2}{10};$$

здесь D_1 — диаметр рабочего колеса турбины, *м*;
n — число агрегатов станции;
n_1 — количество одновременно монтируемых агрегатов.

В таблице не указаны специальные монтажные механизмы и устройства, поставляемые заводами-изготовителями для монтажа агрегатов данных габаритов и конструкции.

Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
Электро- и газосварочное оборудование и аппаратура			
Сварочные преобразователи для дуговой электросварки:			
СУГ-2Р	компл.	1	
ПС-100	»	1	
ПС-500	»	1	
ПСМ-1000	»	2	Не более 4 на станции
Сварочные агрегаты постоянного тока:			
АСБ-300	»	1	Не более 2 на станции
АСД-3-I	»	1	
САК-2Г-VI	»	1	
ПАС-1000	»	1	
ПАС-400-I	»	1	
Однопостовые сварочные трансформаторы:			
СТ-24	»	2	
СТ-34	»	2	
Сварочные трансформаторы:			
СТН-500	»	1	
СТН-700	»	1	

Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
Однокорпусные трансформаторы для автоматической сварки:			
ТДС-500	компл.	1	Не более 2 на станции
ТДС-1000-3	»	1	
Ацетиленовые генераторы МГ, ГНВ-1,25 или ГВР-3	»	2	
Керосинорез	»	5	
Механизированные инструменты			
Пневматические сболчиватели:			
И-51 (до М30)	шт.	2	
И-96 (до М36)	»	2	
ПСЛМ-42 (до М42)	»	4	
до М56	»	2	
Рубильные молотки:			
РМ-1	»	2	
МР-4	»	2	
МР-5	»	2	
МР-6	»	2	
Р-3	»	2	
Клепальные молотки:			
КЕ-19	»	2	
КЕ-28	»	2	
Пневмомолот ПЛ-1	»	2	
Пневматические сверлильные машинки:			
СМ-22	»	2	
СМ-32	»	2	
СМ-50	»	2	
Р-8	»	2	
РУ-8	»	2	
РС-22	»	2	
РС-32	»	2	
И-34А	»	2	
И-69	»	2	
Пневматические шлифовальные машинки:			
Ш-2	»	2	
ШР-12	»	2	
ШР-6	»	2	
ШР-5	»	2	
И-44	»	2	
Электрошлифовальная машинка И-54А	»	2	
Электроточило С-458	»	2	
Электросверлильные машинки:			
С-437	»	5	
И-38Б	»	5	
И-28А	»	5	
Такелажные механизмы			
Блоки однорольные грузоподъемностью 1, 3, 5, 8 и 10 *Т*	шт.	По 2	
Блоки двухрольные грузоподъемностью 3, 5, 8 и 10 *Т*	»	По 2	
Блоки трехрольные грузоподъемностью 1, 3, 5, 8, 10, 15 и 20 *Т*	»	По 2	
Ручные лебедки грузоподъемностью 1,5, 3 и 5 *Т*	»	По 1	
Электрические лебедки грузоподъемностью 0,5, 5 и 8 *Т*	»	По 1	
Стальные канаты (тросы) диаметром:			
8 и 13 *мм*	*м*	По 200	Диаметр канатов уточнить по конкретному объекту
19,5 *мм*	»	400	
24 *мм*	»	300	
39 *мм*	»	200	
47,5 и 56 *мм*	»	По 100	
Зажимы для канатов (тросов) диаметром 8, 13, 19,5, 24, 39, 47,5 и 56 *мм*	шт.	По 10	
Тали ручные с червячной передачей грузоподъемностью 0,5, 1, 3 и 5 *Т*	»	По 2	

Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
Тали ручные с червячной передачей грузоподъемностью 7,5, 10 и 15 *T*	шт.	По 1	
Тали электрические передвижные грузоподъемностью 1, 3 и 5 *T*	»	По 1	
Кошки ручные грузоподъемностью 3, 5 и 10 *T*	»	По 1	
Домкраты реечные грузоподъемностью 3, 5 и 10 *T*	»	По 2	
То же винтовые бутылочные грузоподъемностью 3 и 5 *T*	»	По 10	
То же грузоподъемностью 10, 15 и 20 *T*	»	По 4	
Домкраты гидравлические грузоподъемностью 50, 100 и 200 *T*	»	По 8	
Рым-болты с проушинами М12, М16, М20			
То же, М36, М42, М48 и М56	»	По 6	
Разное оборудование			
Компрессор К-75 с электродвигателем производительностью 1,5 *м³/мин*	компл.	1	Количество компрессоров определяется по действительной потребности
То же ВКС-1 или КСЭ-6М производительностью 5—6 *м³/мин*	»	1	
То же ОПТУ-45-54-53 с бензиновым двигателем производительностью 6 *м³/мин*	»	1	
Ручной насос типа „Ливер"	шт.	2	
Гидропресс ГН-60 давлением 60 *ати*	»	2	
То же давлением до 200 *ати*	»	1	
Трансформаторы понижающие:			
И-140, 380×220 *в*	»	1	
И-80А, 220×36 *в*	»	5	
ОСО-0,25, 220×12 *в*	»	10	
Маслонасос с приводом производительностью 1 200 *л/ч*	компл.	2	
Фильтрпресс производительностью 1 500 *л/ч*	»	1	
Центрифуга	»	1	
Наждачное точило	»	2	
Горн кузнечный переносной	»	1	

ПРИЛОЖЕНИЕ II

МЕЖДУНАРОДНАЯ СИСТЕМА ЕДИНИЦ СИ (КРАТКИЙ ПЕРЕЧЕНЬ)

С 1 января 1963 г. в СССР введена Международная система единиц (ГОСТ 9867-61) как предпочтительная для применения во всех областях науки, техники и народного хозяйства. Международная система единиц (СИ — система интернациональная) состоит из шести основных единиц (метр, килограмм, секунда, ампер, градус Кельвина, свеча), двух дополнительных единиц (радиан, стерадиан) и 27 важнейших производных единиц (например, единица силы — ньютон; единица работы, энергии, количество теплоты — джоуль и т. д.)

Наименование величины	Единица измерения	Сокращенные обозначения единиц		Размерность единиц
		русские	латинские или греческие	
Основные единицы				
Длина	Метр	*м*	m	
Масса	Килограмм	*кг*	kg	
Время	Секунда	*сек*	s	
Сила электрического тока	Ампер	*а*	A	
Термодинамическая температура	Градус Кельвина	°K	°K	
Сила света	Свеча	*св*	cd	
Дополнительные единицы				
Плоский угол	Радиан	*рад*	rad	

Наименование величины	Единица измерения	Сокращенные обозначения единиц		Размерность единиц
		русские	латинские или греческие	
Производные единицы				
Площадь	Квадратный метр	*$м^2$*	m^2	(1 *$м^2$*)
Объем	Кубический метр	*$м^3$*	m^3	(1 *$м^3$*)
Частота	Герц	*гц*	Hz	1:(1 *сек*)
Плотность (объемная масса)	Килограмм на кубический метр	*$кг/м^3$*	kg/m^3	(1 *кг*):(1 *$м^3$*)
Скорость	Метр в секунду	*м/сек*	m/s	(1 *м*):(1 *сек*)
Угловая скорость	Радиан в секунду	*рад/сек*	rad/s	(1 *рад*):(1 *сек*)
Ускорение	Метр на секунду в квадрате	*$м/сек^2$*	m/s^2	(1 *м*):$(1\ сек)^2$
Угловое ускорение	Радиан на секунду в квадрате	*$рад/сек^2$*	rad/s^2	(1 *рад*):$(1\ сек)^2$
Сила	Ньютон	*н*	N	(1 *кг*)× ×(1 *м*):$(1\ сек)^2$
Давление (механическое напряжение)	Ньютон на квадратный метр	*$н/м^2$*	N/m^2	(1 *н*):$(1\ м)^2$
Динамическая вязкость	Ньютон-секунда на квадратный метр	*$н\cdot сек/м^2$*	$N\cdot s/m^2$	(1 *н*)× ×(1 *сек*):$(1\ м)^2$
Кинематическая вязкость	Квадратный метр на секунду	*$м^2/сек$*	m^2/s	(1 *$м^2$*):(1 *сек*)
Работа, энергия, количество теплоты	Джоуль	*дж*	J	(1 *н*)·(1 *м*)
Мощность	Ватт	*вт*	W	(1 *дж*):(1 *сек*)
Количество электричества, электрический заряд	Кулон	*к*	C	(1 *а*)·(1 *сек*)
Электрическое напряжение, разность электрических потенциалов, электродвижущая сила	Вольт	*в*	V	(1 *вт*):(1 *а*)
Напряженность электрического поля	Вольт на метр	*в/м*	V/m	(1 *в*):(1 *м*)
Электрическое сопротивление	Ом	*ом*	Ω	(1 *в*):(1 *а*)
Электрическая емкость	Фарада	*ф*	F	(1 *к*):(1 *в*)

ПЕРЕВОД ЕДИНИЦ ДРУГИХ СИСТЕМ В ЕДИНИЦЫ СИ

Метрические (внесистемные) единицы	Единицы СИ	Метрические (внесистемные) единицы	Единицы СИ
Сутки	86 400 *сек*	1 *л/сек*	$1{,}000028\cdot10^{-3}$ *$м^3/сек$*
		1 *л/мин*	$16{,}67\cdot10^{-6}$ *$м^3/сек$*
Градус (°)	0,01745 *рад*	1 *$м^3/сек$*	1 *$м^3/сек$*
Оборот в минуту	1/60 *гц*	1 *кГ·м*	9,80665 *н*
Период в секунду	1 *гц*	1 дина	10^{-5} *н*
		1 *$кГ/см^2$*	
Оборот в минуту	$\frac{\pi}{30}$ *рад/сек*		98066,5 *$н/м^2$*
		1 *ат* (технич.)	
1 *м/мин*	0,0167 *м/сек*		0,1 *$Мн/м^2$*
1 *км/ч*	0,278 *м/сек*	1 *$кГ/м^2$*	9,80665 *$н/м^2$*
1 *см/сек*	0,01 *м/сек*	1 *м вод. ст.*	9806,65 *$н/м^2$*
1 *$Т/м^3$*	1 000 *$кГ/м^3$*	1 *мм рт. ст.*	133,322 *$н/м^2$*
		1 *кГ·м*	9,80665 *дж*
1° С	1° К	1 *квт·ч*	$3{,}6\cdot10^6$ *дж*=3,6 *Мдж*
t_c, °С	$T_к = t_c + 273{,}15$	1 *ккал*	4186,8 *дж*
1 *кг/ч*	$278\cdot10^{-6}$ *кг/сек*	1 *кГ·м/сек*	9,80665 *вт*
		1 *л. с.*	735,499 *вт*
		1 *ккал/ч*	1,163 *вт*

ОГЛАВЛЕНИЕ